

# Kommersielle nettinvesteringer

*Løsningen på behovet for økte investeringer i  
overføringsnettet?*

Kjell Rune Verlo



MASTEROPPGAVE  
SAMFUNNSØKONOMISK ANALYSE

ØKONOMISK INSTITUTT  
UNIVERSITETET I OSLO

Oktober 2015



---

# Kommersielle nettinvesteringer

Løsningen på behovet for økte investeringer i overføringsnettet?

---

ØKONOMISK INSTITUTT  
UNIVERSITETET I OSLO

© Kjell Rune Verlo

2015

Kommersielle nettinvesteringer - Løsningen på behovet for økte investeringer i kraftnettet?

Kjell Rune Verlo

<http://www.duo.uio.no>

Trykk: Reprosentralen, Universitetet i Oslo

# Sammendrag

Nettvirksomhet har egenskaper som et naturlig monopol, og har derfor ingen incitamenter til å utvide kapasiteten for å fjerne flaskehalser siden dette vil redusere inntektene fra den inframarginale kapasiteten. For å få nettselskapene til å investere i overføringskapasitet, motivert av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten, blir de regulert, men å designe optimal regulering er vanskelig. Ifølge litteraturen kan kommersielle nettinvesteringer være et alternativ til regulerte nettselskaper for å oppnå en mer effektiv utbygging av overføringsnett, men ikke i alle tilfeller. Det er mulig å lage et skille mellom kommersielle og regulerte nettinvesteringer, basert på omstendigheter som har betydning for hvordan nettvirksomhetens egenskaper som naturlig monopol påvirker prissignalene. Skillet begrenser kommersielle investeringer til å gjelde der hvor (i) det eksisterer gode prissignal, (ii) kapasiteten på investeringen er så liten relativt til markedet at effekten den har på kraftprisene er liten, (iii) at kapasiteten er over 750 MW, (iv) at den ikke er i et masket nett eller at flyten er kontrollerbar. Jeg drøfter muligheten for kommersielle investeringer i to ulike case som er representative for dette skillet, og hvorvidt kommersielle investeringer effektivt kan bidra til å øke investeringene i kraftnettet. Resultatene fra disse casene støtter opp under litteraturen. Kommersielle investeringer kan være effektive dersom forutsetningene for investeringen oppfyller punkt (i)-(iv). I casen hvor forutsetningene ikke oppfyller punkt (i)-(iv), er kommersielle investeringer heller ikke effektive.



# Forord

Jeg vil først og fremst takke min veileder Nils-Henrik M. von der Fehr for god hjelp og nyttige tilbakemeldinger gjennom hele perioden jeg har arbeidet med denne oppgaven. Jeg vil også rette en takk til Sogn og Fjordane Energi og Bengt Jostein Haugnes for spennende arbeidsoppgaver og diskusjoner som til slutt gav meg ideen til denne oppgaven. Videre vil jeg takke Oslo Centre for Research on Environmentally friendly Energy (CREE) for å tildele meg stipend for å skrive om dette temaet. Denne oppgaven markerer slutten på mine 5 år ved Universitetet i Oslo. Jeg vil derfor også takke alle medstudenter for 5 spennende år. Til slutt vil jeg rette en spesielt stor takk til familie og venner som har støttet meg gjennom alle disse årene med skolegang.

Eventuelle feil og mangler i denne oppgaven er helt og holdent mitt ansvar.

Oslo 14. oktober 2015

Kjell Rune Verlo





# Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>Innledning.....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Det norske kraftsystemet.....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>Økt nettkapasitet.....</b>	<b>7</b>
3.1	Påvirkning på kraftprisen.....	7
3.1.1	Priskonvergens.....	7
3.1.2	Prisfluktuasjon.....	8
3.2	Påvirkning på overføringsnettet.....	9
3.2.1	Radiell nettinvestering.....	9
3.2.2	Masket nettinvestering.....	10
3.3	Påvirkning på aktørene.....	11
3.3.1	Nettselskap og TSO.....	12
3.3.2	Produsenter og konsumenter.....	13
<b>4</b>	<b>Regulering av nettvirksomhet.....</b>	<b>14</b>
4.1	Regulering.....	14
4.1.1	Incentivregulering og direkte regulering.....	14
4.1.2	Todelt tariff og Ramsey-priser.....	15
<b>5</b>	<b>Kommersiell modell.....</b>	<b>16</b>
5.1	Enkel kommersiell modell.....	16
5.2	Mer realistisk modell.....	18
5.2.1	Markedsmakt og markedsregulering.....	19
5.2.2	Mangel på markeder.....	20
5.2.3	Påvirkning fra TSO.....	22
5.2.4	Stordriftsfordeler.....	23
5.3	Er kommersielle investeringer mulig.....	27
5.4	Skille mellom regulerte og kommersielle investeringer.....	27
<b>6</b>	<b>Kombinert modell.....</b>	<b>29</b>
6.1	HRV-modellen.....	29
6.1.1	Den regulerte modellen.....	29
6.1.2	Den Kommersielle Modellen.....	30
6.1.3	Empirisk forskning.....	31
<b>7</b>	<b>Case 1 – nettinvestering mellom land.....</b>	<b>33</b>
7.1	Statnetts mellomlandsprosjekt.....	33
7.2	Kommersielt kabelprosjekt til Storbritannia.....	36
7.2.1	Kabelens påvirkning.....	37
7.2.2	Markedsmakt.....	43
7.2.3	Risiko.....	47
<b>8</b>	<b>Case 2 – nettinvestering i kraftsystemet.....</b>	<b>51</b>
8.1	Statnetts sentralnettprosjekt.....	51
8.2	Kommersielt sentralnettprosjekt.....	53
8.2.1	Forsyningssikkerhet.....	54
8.2.2	Loop flows.....	55
8.2.3	Prissignal.....	56
<b>9</b>	<b>Konklusjon.....</b>	<b>59</b>
	<b>Litteraturliste.....</b>	<b>61</b>

# Liste over figurer og tabeller

<b>Figur 1: Illustrerende tilbudskurve.....</b>	<b>4</b>
<b>Figur 3: Masket nett med loop flow-effekter .....</b>	<b>10</b>
<b>Figur 4: Flaskehalsinntekter og -kostnader ved økt overføringskapasitet.....</b>	<b>17</b>
<b>Figur 6: Avtagende stordriftsfordeler .....</b>	<b>26</b>
<b>Tabell 1: Investeringskostnader ved mellomadskabel .....</b>	<b>34</b>
<b>Tabell 2: Inntekter fra mellomlandskabel .....</b>	<b>35</b>
<b>Tabell 3: Netto eksport Norge-Storbritannia .....</b>	<b>39</b>
<b>Tabell 4: Kraftpris, produksjon og forbruk – NorNed.....</b>	<b>39</b>
<b>Tabell 5: Kraftpris, produksjon og forbruk – NorUK.....</b>	<b>40</b>
<b>Tabell 6: 100 % eksport - NorUK.....</b>	<b>40</b>
<b>Tabell 7: Netto eksport - NorUK.....</b>	<b>41</b>

# 1 Innledning

Europa er på veg mot et stadig sterkere integrert kraftmarked, men store forskjeller mellom kraftprisene i de ulike europeiske markedene indikerer at markedene, per i dag, likevel ikke er så godt integrert. Dette har skapt bekymring for at investeringene i overføringskapasitet er for små, og kommer for sent. En annen utvikling, er økningen av uregulerbar produksjon i kraftmarkedet og ny teknologi, som elbiler, gjennomstrømningsvannvarmere, induksjonstopper og varmpumper. Denne utviklingen øker effektbruken (kW) over korte tidsrom, og øker behovet for overføringskapasitet. For Norge, er det et generelt behov for store investeringer i det eksisterende overføringsnett, og siden prisforskjellene mellom Norge og omkringliggende land er relativt store, er det rimelig å anta at det også er behov for investeringer i overføringskapasitet for å oppnå en tilpasning som er mer effektiv. Dette er delvis på grunn av at det norske kraftnettet har vært gjennom en lang periode uten store oppgraderinger eller nyinvesteringer i det innenlandske nettet, men det er også et resultat av den samme utviklingen som øker behovet for overføringskapasitet i Europa. Eksempler på dette er mellomlandskablene til Tyskland og Storbritannia, og de store vindmølleparkene ved Fosen og Snillfjord i Sør-Trøndelag. En måte å dekke det store behovet for økt overføringskapasitet på, er å tillate kommersielle aktører å investere i overføringsnett. Både mellom kraftmarkeder og innad i kraftmarkeder, men siden nettvirksomhet har karakteristikker som et naturlig monopol, er det ikke nødvendigvis den mest effektive løsningen i alle tilfeller.

Hovedformålet med denne oppgaven er å kartlegge relevant litteratur om kommersielle nettinvesteringer, og anvende det som står i litteraturen til å drøfte hvorvidt kommersielle investeringer er et virkemiddel som kan bli tatt i bruk for å oppnå en effektiv økning av kapasiteten i kraftnettet. Først presenterer jeg relevant litteratur, før jeg ser på to realistiske case hvor forutsetningene for å investere i kraftnett er ulike. Oppgaven er strukturert som følger: I kapittel 2 vil jeg gi en kort introduksjon til det norske kraftsystemet og hvordan markedstilpasningen foregår, før jeg i kapittel 3 forklarer hvordan nye nettinvesteringer påvirker kraftmarkedet. Da først og fremst hvordan kraftprisen, overføringsnett og de ulike markedsaktørene blir påvirket. Videre gir jeg en kort introduksjon til hvilke reguleringsmetoder som benyttes for å regulere nettvirksomheten. I kapittel 5 introduserer jeg den kommersielle investeringsmodellen. Først presenterer jeg en enkel modell med relativt strenge antagelser. Dernest tar jeg for meg de antagelsene som strider med egenskapene til det nettvirksomheten

og ser om dette skaper et problem for kommersielle investeringer, og i tilfelle, om det er måter å løse dette på. Deretter presenterer jeg en modell som forsøker å kombinere regulerte og kommersielle nettinvesteringer i kapittel 6, før jeg drøfter to ulike case med kommersielle nettinvesteringer i kapittel 7 og 8. I kapittel 9 oppsummerer jeg de viktigste funnene og avslutter med noen endelige merknader.

## 2 Det norske kraftsystemet

Det norske kraftsystemet utgjør nettverket av produsenter og forbrukere av elektrisk kraft, og overføringsnettene som knytter disse sammen. I tillegg inkluderer det markeder, en systemoperatør og en regulator som skal sørge for at driften og funksjonene i kraftsystemet fungerer best mulig.

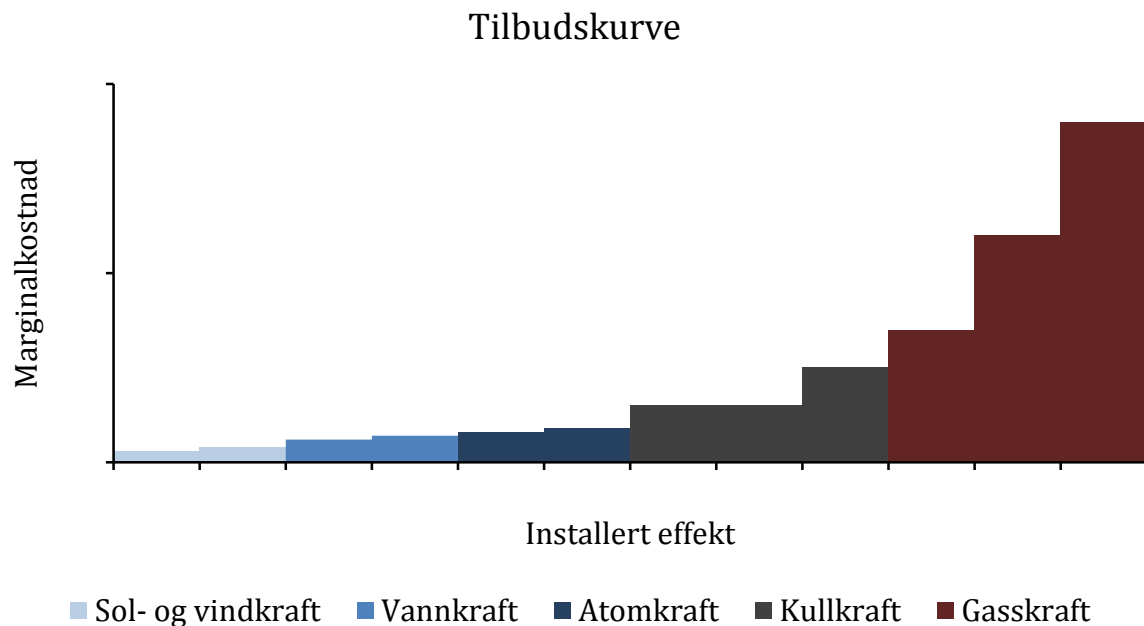
Det er vanlig å skille mellom fysisk og finansiell krafthandel. Finansiell krafthandel er handel med finansielle kraftkontrakter. Kontraktene er opsjoner på kjøp eller salg av kraft på et avtalt tidspunkt til en avtalt pris. Disse benyttes som prissikring og risikostyring av den fysiske krafthandelen. Fysisk krafthandel er handel med faktisk kraft, og engroshandelen organiseres i hovedsak på den nordiske kraftbørsen NordPool Spot og i regulerkraftmarkedet. Alternativt kan aktører også handle kraft med bilaterale kontrakter. NordPool Spot tilbyr krafthandel i et spotmarked kalt Elspot med levering påfølgende dag og et intradag marked kalt Elbas med levering samme dag. Siden elektrisk kraft ikke kan lagres, men må brukes i samme øyeblikk som den blir produsert, skal disse to markedene sørge for balanse mellom det som er forventet produksjon og forbruk i leveringstidspunktet. Mesteparten av krafthandelen foregår i Elspotmarkedet. Her leverer aktørene i engrosmarkedet sine kjøps- og salgsbud for hver time påfølgende dag. Salgsbudene rangeres stigende og kjøpsbudene rangeres fallende, og basert på dette fastsettes kraftpris og volum for hver time. I Elbas kan aktører i engrosmarkedet kjøpe og selge kraft kontinuerlig gjennom døgnet, inntil en time før fysisk levering. Dette supplerer Elspotmarkedet og sørger for enda bedre balanse mellom produksjon og forbruk.

Engrosmarkedet og NordPool Spot er utgjør et felles nordisk marked for kraft som består av de nordiske landene sammen med Estland, Latvia og Litauen. Dette medfører at alle produsenter innenfor dette området konkurrerer om å levere kraft i det «utvidede» nordiske markedet. Med sterk nok konkurranse vil produsentenes salgsbud være lik marginal produksjonskostnad. Dette medfører at det til enhver tid er den billigste produksjonen som leverer kraft til markedet. Sol-, vind-, og vannkraft har veldig lav marginalkostnad siden innsatsfaktoren er så godt som gratis<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> I vannkraftverk med magasiner har vannet i magasinet en verdi. Selv om vannet er gratis eksisterer det en alternativ kostnad ved å bruke det på et tidspunkt i og med at vannet kan lagres og brukes på et senere tidspunkt når kraftprisen er høyere.

Figur 1: Illustrerende tilbudskurve



Atomkraft har også relativt lav marginalkostnad, mens termiske kraftverk fyrt med kull, olje eller gass har høyere marginalkostnad. Det er ofte produksjon basert på fossile brensler som er på marginen, og dermed er prissettende.

Selv om mye av balanseringen av produksjon og forbruk i kraftmarkedet blir gjort i Elspot og Elbas, er dette bare forventede nivåer, og usikre faktorer som vær, temperatur og utfall av produksjon kan påvirke det faktiske konsumet etter at disse markedene er klarert. For å håndtere slike ubalanser eksisterer det et regulerkraftmarked og markeder for automatiske reserver. Aktører i disse markedene melder inn pris for å endre sin produksjon eller sitt forbruk. Disse rangeres og benyttes fra billigst til dyrest når det er behov. Primær- og sekundærreserver utgjør de automatisk aktiverte reservene, og aktiveres, som navnet tilsier, automatisk av endringer i spenning eller frekvens i nettet. Regulerkraft<sup>2</sup> er manuelle reserver med aktiveringstid opp mot 15 minutter. Disse to markedene for reserver administreres av systemoperatøren (SO), som har ansvaret for å sørge for balanse mellom produksjon og forbruk i kraftmarkedet til enhver tid. I tillegg er det SO sitt ansvar å bestemme de fysiske overføringsgrensene i overføringsnettet, sørge for at kraften uavbrutt kommer frem til forbruker og at den har god nok kvalitet, i form av spenning og frekvens. I Norge er det Statnett som er SO. I tillegg har Statnett også ansvaret for å bygge og vedlikeholde transmisjonsnettet.

---

<sup>2</sup> Også kalt tertiærreserver.

Derfor er Statnett også transmisjonsoperatør (TO) i Norge. Når samme enhet både har ansvar for å kontrollere og administrere nettet (SO), og for å drifte det (TO), kalles enheten en TSO.

Produksjon og forbruk er i stor grad ikke lokalisert på samme sted, og blir som sagt knyttet sammen av overføringsnettet. Når markedet klareres, setter dette noen krav til kapasiteten på nettet, for at ønsket mengde kraft skal kunne overføres fra produsent til forbruker. Dersom nettet ikke har stor nok kapasitet, oppstår flaskehalser i nettet, og det vil være overskudd av kraft på ene siden av flaskehalsen, og underskudd av kraft på den andre siden. Når markedet klareres, er derfor overføringsbegrensningene i nettet en forutsetning som må oppfylles. I de tilfeller der det oppstår flaskehalser, vil kraftprisen som klarerer produksjon og forbruk i området med overskudd på kraft, bli lavere for å øke etterspørselen og redusere produksjonen, mens prisen i området med underskudd på kraft blir høyere for å begrense etterspørselen og øke produksjonen. Mellom slike områder hvor det finnes flaskehalser, får netteier arbitrasjeinntekter på grunn av prisforskjellene mellom områdene. Denne inntekten kalles flaskehalsinntekt og er definert som prisforskjell ganget med kraftvolum overført mellom områdene.

I Norge har TSO delt landet inn i prissoner. Disse prissonene representerer et område som har begrenset eksport- og importmuligheter på grunn av langsiktige flaskehalser. Mellom disse prissonene håndteres ubalanser mellom ønsket og mulig forbruk med priser, slik som forklart ovenfor. Innad i prissonene er det lik pris, og flaskehalsproblemet løses ved hjelp at TSO intervensjoner i markedet, gjennom å regulere forbruk eller produksjon, for å utjevne ubalanser. Kostnadene knyttet til slik regulering kalles systemdriftskostnader, og disse kostnadene skyldes at TSO betaler produsenter eller konsumenter innad i området for å endre produksjon eller konsum når flaskehalser og ubalanser oppstår. Dette er samme forbruk og produksjon som blir handlet i reservekraftmarkedene nevnt ovenfor. I tillegg til å sikre balanse i kraftsystemet har TSO også ansvaret for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner (SAKS). Slike situasjoner oppstår når det er fare for at det blir knapphet på kraft. Som siste utvei har Statnett to SAKS-tiltak de kan benytte. Disse er innløsning av energiopsjoner og/eller igangsetting av reservekraftverk (Statnett, 2014b). Energiopsjonene gir Statnett mulighet til å be de som deltar i ordningen om å redusere sitt forbruk i en kort periode.

Nettvirksomhet er et naturlig monopol. Å bygge overføringsnett er kostbart, så kostbart at det ikke er samfunnsøkonomisk rasjonelt at det er flere aktører som konkurrerer om de samme

kundene. Nettselskapene er derfor tildelt hvert sitt område hvor de har monopol på netttjenester. Overføringsnett er som de fleste naturlige monopoler karakterisert med store faste kostnader og lave marginale kostnader. Disse får hvert nettselskap dekket ved hjelp av tariffer de kan pålegge brukerne av nettet. Regulator sin oppgave er å sikre at nettselskapenes investeringer og drift foregår på en samfunnsøkonomisk rasjonell måte, og at bruken av nett prises samfunnsøkonomisk riktig og rettferdig.



## 3 Økt nettkapasitet

### 3.1 Påvirkning på kraftprisen

Avhengig av egenskapene til produksjonssammensetningen i områdene som kobles sammen vil kraftprisen i begge områder påvirkes, enten prisnivået eller prisfluktuasjon.

#### 3.1.1 Priskonvergens

Økt kapasitet mellom to nettområder påvirker mulighetene for eksport og import. Om det blir eksport eller import til eller fra området, er avhengig av prisnivået i de to områdene. Når kapasiteten blir inkludert i prisfastsettelsen reflekterer prisene på hver side av nettlinsen både områdeprisen på kraft og kostnaden ved at det er knapp kapasitet på linjen mellom områdene. På denne måten sørger markedet for at kraftflyten alltid går fra lavprisområde (overskudd på kraft) til høyprisområde (underskudd på kraft). Kraftflyten påvirker videre prisene i hvert område på kort og lang sikt. På kort sikt vil det i området med eksport skje et skift i etterspørselskurven utover langs tilbudskurven. Kraftprisen vil stige og forbrukerne i området vil bruke mindre kraft. I området med import vil det skje et skift i tilbudskurven utover langs etterspørselskurven. Kraftprisen vil bli lavere og forbrukerne vil bruke mer kraft. Prisene i de to områdene vil altså konvergere mot hverandre. Prisene vil fortsette å konvergere med økt overføringskapasitet helt til det ikke lenger er noen prisforskjell. Da er også flaskehalsen borte. På lang sikt vil netto eksport avgjøre om kraftprisen i området i gjennomsnitt vil stige eller synke.

Som forklart i kapittel 2, inkluderer markedsplattformen alle kjøps- og salgsbud. Kun begrenset av overføringskapasiteten i nettet, klareres produksjon og forbruk til en markedspris. Årsaken til at prisene endres, er at den økte kapasiteten gjør at flere konsumenter og produsenter deltar i markedet. I perioder med import er marginalkostnaden til de marginale produsentene i det tilknyttede området lavere enn marginalkostnaden til de marginale lokale produsentene, og det er billigere for de lokale konsumentene å importere kraft. I perioder med eksport har de marginale produsentene i det tilknyttede området høyere marginalkostnad, og det er billigere for de lokale konsumentene å kjøpe all kraft fra lokal produksjon. I tillegg vil lokale kraftprodusenter også selge kraft til konsumentene i det tilknyttede område. Mer overføringskapasitet øker antall produsenter og konsumenter som har mulighet til å delta i markedet og konkurransen øker i begge markedene.

### 3.1.2 Prisfluktuasjon

Kraftprisene fluktuerer mye. Både på kort sikt, gjennom døgnet, og på lang sikt, gjennom året. Denne fluktuasjonen er en konsekvens av at forbruksmønsteret er ulikt til ulike tider på døgnet og i ulike årstider, og at produksjonen hele tiden må tilpasses dette varierende forbruket. Den avgjørende faktoren for hvordan energiprisene fluktuerer på kort og lang sikt er sammensetningen av energiproduksjonen. Ulike produksjonsmetoder har ulike egenskaper. Man skiller ofte mellom regulerbar og uregulerbar kraft. Eksempler på regulerbar kraft er vannkraft med magasiner, atomkraft, kull- og gasskraft. Disse produksjonsmetodene kan flytte produksjon fra perioder med lav etterspørsel til perioder med høy etterspørsel, ved å stoppe og starte produksjonen. For å få en konstant pris kreves det at produsentene kostnadsfritt kan flytte produksjon fra perioder med lav etterspørsel til perioder med høy etterspørsel, og at de alltid klarer å dekke etterspørselen. Selv om regulerbar kraft kan flytte produksjon, er det ikke alle typer produksjon som kan gjøre det kostnadsfritt. Det er for eksempel svært kostbart å stoppe og starte et atomkraftverk. Bruk av atomkraft for å justere samlet kraftproduksjon vil derfor bidra til å øke kraftprisen. På den andre siden er det svært billig å stoppe og starte et vannkraftverk. Det er dermed små kostnader knyttet til å flytte denne produksjon fra et tidspunkt til et annet. Eksempler på uregulerbar energi er sol- og vindkraft. Disse produksjonsmetodene er vanskelig å regulere fordi de kun produserer når solen skinner eller vinden blåser. Dette medfører at kraftprisen kan variere mye avhengig av om kraften produseres når etterspørselen er høy eller lav.

Et eksempel på to kraftsystemer som har forskjellige egenskaper er Norge og Storbritannia. Norge har produksjon med hovedvekt av regulerbar vannkraft, og kan på kort sikt relativt kostnadsfritt justere produksjon etter forbruk, slik at kraftprisen er relativt stabil over døgnet. Storbritannia har produksjon med en base av atom-, kull- og gasskraft, og mye uregulerbar vindkraft på toppen. For Storbritannia er det større kostnader knyttet til å justere produksjon på kort sikt, og kraftprisen fluktuerer i større grad over døgnet. På lang sikt, kan klimatiske forhold føre til at kraftprisene i Norge blir veldig høye om vinteren. For Storbritannia, er basen i energiproduksjonen ikke like avhengig av eksterne faktorer som vær, og siden kostnadene med å flytte produksjon i tid på lang sikt er små, har de lavere fluktuasjon i kraftprisene over året.

Prisene i sammenkoblede områder konvergerer som sagt mot hverandre. På grunn av dette vil tilknyttede områder importere prisfluktasjoner fra hverandre, både på kort og lang sikt avhengig av hvordan import/eksportsituasjonene er. I hjørnetilfellet, hvor prisen i det ene området til enhver tid er høyere (lavere) enn i det andre, vil det konstant være import (eksport), og verken langsiktig eller kortsiktig prisfluktasjoner påvirkes. Den eneste påvirkningen er at prisene konvergerer (Parail, 2009, 2010b). I alle andre tilfeller påvirkes prisfluktasjonen. Dersom to markeder som i eksempelet ovenfor kobles sammen, vil pristoppene i det importerende området og prisbunnene i det eksporterende området reduseres. På kort sikt, gitt at kraftprisen i det «ustabile» området fluktuerer over og under kraftprisen i det «stabile» området, vil det «stabile» området oppleve økt prisfluktasjon mens det «ustabile» området vil oppleve redusert prisfluktasjon. Tilsvarende skjer på lang sikt. Området som oppfattes som «stabilit» på lang sikt vil få økt prisfluktasjon, mens området som oppfattes som «ustabilit» vil få redusert prisfluktasjon.

## 3.2 Påvirkning på overføringsnett

Nettinvesteringen kan være i et masket nett, danne en ringforbindelse, eller utgjøre en ny forbindelse mellom to områder som ikke tidligere har vært koblet sammen. De to første alternativene kan ses på som en nettløpe i et masket nett. Det siste alternativet er en radiell nettløpe. Avhengig av hva en ny nettløpe vil bli klassifisert som, påvirker den enten flaskehalser, kraftflyt eller begge deler i det eksisterende nettet.

### 3.2.1 Radiell nettinvestering

En nettløpe som utgjør en radial mellom to områder, vil kun påvirke lasten i de tilknyttede områdene. Forenklet kan dette modelleres som et nettsystem bestående kun av to noder (Joskow & Tirole, 2005).

Figur 2: To-node modell



Kilde: (Joskow & Tirole, 2005, s. 240)

Ved full utnyttelse vil det eksisterende nettet i begge områder påvirkes ved at det må håndtere økt last tilsvarende kapasiteten på radialen. Er den økte lasten stor nok vil det oppstå nye flaskehalser i det eksisterende nettet på hver side. Dette øker kostnadene i det eksisterende nettet. Eksempler på slike radielle nettlinjer er mellomlandskabler og kabler som knytter produksjon til resten av nettet.

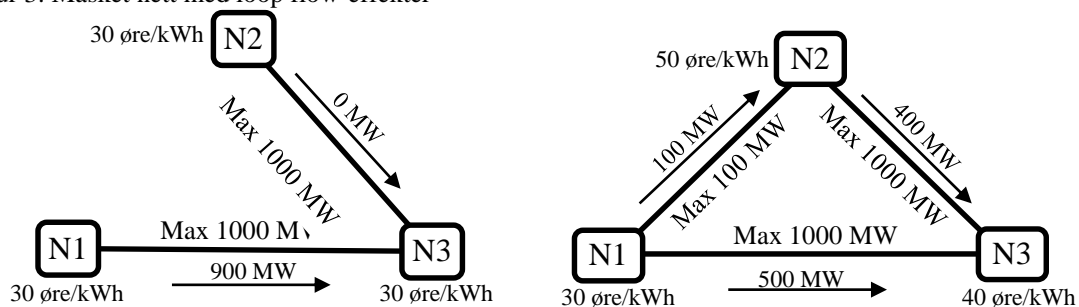
### 3.2.2 Masket nettinvestering

En ny nettlinje i et masket nett, eller en ny nettlinje som skaper en ringforbindelse, vil ha eksterne effekter på det eksisterende nettet (Brunekreeft, 2004). Dette skjer fordi den nye nettlinjen påvirker flytmønsteret i det eksisterende nettet slik at det noen steder forsvinner flaskehalser samtidig som det skapes nye andre steder. Denne effekten kalles en loop flow-effekt. Ser en bort fra stordriftsfordeler og tiltakende skalautbytte, stammer eksternalitetene i overføringsnettet hovedsakelig fra denne effekten (Rosellón, 2003).

#### Loop flow-effekter

Loop flow-effekter oppstår i maskede nett med vekselstrøm (Brunekreeft, 2004). Grunnen til at dette skjer, er fordi kraftflyten i et slikt nett alltid følger Kirchhoff's lov, og flyter minste motstands vei. At det finnes loop flow-effekter, betyr implisitt at skyggeprisen til en nettlinje er en funksjon av marginalkostnaden til kraftprodusentene ved hver tilhørende node. Skyggeprisen reflekterer hvordan nodeprisene, eller nodeprisdifferansen, endrer seg når knappheten på nettlinjen endrer seg marginalt. Øker knappheten øker differansen. Med andre ord viser skyggeprisen verdien av å øke kapasiteten på denne nettlinjen. En ny kraftlinje vil påvirke kraftflyten i resten av nettet, og derfor også påvirke knappheten på eksisterende nettlinjer som vist i figur 3.

Figur 3: Masket nett med loop flow-effekter



Kilde: (Bushnell & Stoft, 1996, s. 65)

Reduserer den nye nettlinjen knappheten på en eksisterende linje, har den en positiv ekstern effekt, hvor verdien gjenspeiles i reduksjon i prisdifferansen på den samme nettlinjen. Øker knappheten, reflekteres den negative verdien i økt prisdifferanse. På grunn av den indirekte påvirkningen på eksisterende nett kan loop flow-effekter føre til at en investering i ny kapasitet kan være privatøkonomisk lønnsom, men ikke samfunnsøkonomisk lønnsom (Brunekreeft, 2005, s. 177; Bushnell & Stoft, 1996). Det avhenger av om de positive eksterne effektene på eksisterende nett er større eller mindre enn de negative eksterne effektene. For at kommersielle investeringer skal være effektive, må disse eksternalitetene blir internalisert av den kommersielle investoren, slik at de påvirker investeringens lønnsomhet.

En løsning på dette problemet, foreslått av Hogan (1992) og senere av Bushnell og Stoft (1996), er marginale finansielle transmisjonsrettigheter (FTR). Denne teorien går ut på at nye nettinvesteringer mottar FTRer som representerer de eksterne effektene fra den nye investeringen utover de direkte effektene som blir signalisert gjennom markedsprisene. Mengden FTRer blir bestemt av TSO. Ved bruk av notasjonen til Brunekreeft (2004, s. 277) kan vi skrive at en FTR utbetaler  $\Delta R_{ij}(p_j - p_i)$  til investoren.  $p_j$  er nodeprisen ved node  $j$ ,  $p_i$  er nodeprisen ved node  $i$ .  $\Delta R_{ij}$  er kapasiteten på nettlinjen mellom  $i$  og  $j$ , og representerer endringen i den estimerte flyten på nettet før og etter den nye investeringen. Dersom summen av de eksterne effektene er negative vil FTRen være negativ. På en annen side er dette et steg bort fra et fritt marked siden TSO styrer mengden FTRer som deles ut (Joskow & Tirole, 2003).

Et viktig moment er at Loop flow-eksternaliteter er typisk for AC-nettverk hvor flyten er ukontrollerbar, og derfor ikke et relevant problem i kontrollerbare DC-nett. Et annet moment er at muligheten for å avdekke verdien av de eksterne effektene og bruk av FTRer med den funksjonen som beskrevet her, er avhengig av at kraftsystemet benytter seg av nodepriser. En slik modell vil derfor ikke fullt ut kunne bli implementert i Europa hvor prissystemet ikke er bygd opp på noder og nodepriser, men er delt inn etter geografiske prisområder.

### 3.3 Påvirkning på aktørene

Ved at den nye nettlinjen påvirker både kraftprisene og knappheter i nettet, påvirkes også aktørene i kraftmarkedene.

### 3.3.1 Nettselskap og TSO

Siden TSO også er netteier, påvirkes nettselskaper og TSO likt på de fleste områder. I tillegg påvirkes TSO gjennom endringer i kostnader ved systemansvaret. Både nettselskaper og TSO påvirkes dersom den nye nettlinja utløser nye oppgraderinger i det innenlandske nettet. Dette øker kostnadene til TSO dersom det er nødvendig med oppgraderinger i sentralnettet. I de andre tilfellene er det nettselskapet som er eier av det aktuelle nettet som får økte kostnader. Bedret forsyningssikkerhet påvirker også både nettselskapene og TSO. Forsyningssikkerhet er et mål på hvor sikker strømforsyningen er. Dette innebærer at sannsynligheten for at effektsvikt, energisvikt og ekstraordinære hendelser fører til strømbrudd (NVE, 2010b). Effektsvikt innebærer at overføringsnettet ikke er dimensjonert stort nok til å håndtere den samlede energietterspørselen innenfor et tidsintervall, mens energisvikt innebærer at det ikke er nok produksjon til å dekke etterspørselen lokalt, og at nettet samtidig ikke er sterkt nok til å importere nok energi. Ekstraordinære hendelser er de tilfellene uforutsette hendelser som ekstremvær og tekniske problemer fører til strømbrudd. Grunnen til at dette økonomisk sett er viktig for nettselskapene og TSO, er fordi leveringspåliteligheten i nettet inngår som en kostnad i nettselskapets kostnadsgrunnlag, og skal representere kundens kostnad ved strømbrudd<sup>3</sup>. I tillegg kan kundene kreve utbetaling ved strømbrudd som varer lenger enn 12 timer (NVE, 2014). Disse kostnadene blir større med lengre avbrudd, og jo flere som blir berørt av avbruddet. Derfor medfører dette ekstra store kostnader for TSO, siden et avbrudd i sentralnettet potensielt vil kunne påvirke veldig mange<sup>4</sup>. Dersom et nytt nettanlegg bedrer forsyningssikkerheten i et område vil derfor nettselskapet i det samme området dra nytte av dette gjennom lavere sannsynlighet for avbrudd og tilhørende avbruddskostnader.

For TSO påvirker også en ny nettlinja systemdriftskostnadene. Grunnen til at systemdriftskostnadene påvirkes, kommer fra energisystemenes egenskaper (kfr. kapittel 2). For et eksporterende område økes den kortsiktige prisfluktuasjonen, noe som innebærer at TSOen må håndtere større skift i kraftproduksjonen på kortere varsel enn før. For å klare dette på en måte som opprettholder den ønskede forsyningssikkerheten, må TSO kjøpe større volumer med kapasitetsreserver, og systemdriftskostnadene øker. På en annen side vil

---

<sup>3</sup> Dette elementet er også kjent som KILE (Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved Ikke Levert Energi)

<sup>4</sup> Dårlig leveringspålitelighet kan også medføre ikke-økonomiske omkostninger for selskapene, i form av for eksempel omdømmetap og reaksjoner fra kunder og andre interessenter.

markedet utjevne langsiktige prisfluktuasjoner over sesongen. Dette medfører at TSO må håndtere mindre skift i produksjon på lang sikt enn før for å oppnå ønsket forsyningssikkerhet, og TSO sine systemdriftskostnader reduseres. Det er dermed vanskelig å konstatere i hvilken retning, og i hvor stor grad, systemdriftskostnadene påvirkes av en bestemt investering.

### **3.3.2 Produsenter og konsumenter**

Som forklart i kapittel 3.1, vil prisene i et bestemt område være høyere i perioder med eksport og lavere i perioder med import, relativt til om den nye nettinvesteringen ikke hadde funnet sted. I perioder med import vil produsentene få en lavere pris for kraften de selger, og produsentoverskuddet blir lavere. I perioder med eksport vil produsentene få en høyere pris for kraften de selger, og produsentoverskuddet blir høyere. I området med nettoeksport vil kraftprisen i gjennomsnitt bli høyere. For produsentene sin del vil da overskuddet fra perioder med eksport være større enn reduksjonen fra perioder med import, og de får samlet sett et økt produsentoverskudd. For konsumentene sin del vil effekten være motsatt av effekten for produsentene. I perioder med import vil konsumentene kjøpe kraft til en lavere pris og konsumentoverskuddet blir høyere, mens i perioder med eksport vil konsumentene kjøpe kraft til en høyere pris og konsumentoverskuddet blir lavere.

I et autarki vil summen av produsent- og konsumentoverskudd alltid være et nullsum spill, men i og med at produsentene selger kraft til andre konsumenter enn de i det samme området i perioder med eksport, og tilsvarende for konsumenter i perioder med import, vil summen av produsent- og konsumentoverskuddet alltid være positivt. I området med nettoeksport vil kraftprisen i gjennomsnitt bli høyere. For konsumentene sin del vil da overskuddet fra perioder med eksport være lavere enn reduksjonen fra perioder med import, og de får samlet sett et redusert konsumentoverskudd. Tilsvarende får produsentene et økt produsentoverskudd. Samlet sett er vi som sagt kompt bedre ut, men fordelingen av overskuddet er skjevt (bortsett fra når netto eksport er lik null).

## 4 Regulering av nettvirksomhet

Tidlige planer om et konkurransedyktig elektrisitetmarked så for seg regionale vertikalt integrerte energibedrifter underlagt offentlig regulering (Joskow & Schmalensee, 1983). Senere har nettvirksomheten blitt skilt ut fra den øvrige virksomheten. Siden nettvirksomhet har egenskaper som et naturlig monopol, er det ikke effisient å ha flere nettselskap som konkurrerer i samme område. Derfor har nettselskapene hvert sitt konsesjonsgitte område hvor de har monopol på levering av kraft og er ansvarlig for å bygge, eie, drifte og vedlikeholde overføringsnettene innenfor sitt område. Disse selskapene er fortsatt underlagt offentlig regulering, mens kraftproduksjon og detaljhandel med kraft er blitt konkurranseutsatt.

### 4.1 Regulering

Nettinfrastruktur har store investeringskostnader og lave marginale kostnader. Disse kostnadene blir i gjennomsnitt lavere jo større nettselskapet er. En pris som tilsvarer marginale kostnader er derfor ikke tilstrekkelig til å dekke alle nettselskapets kostnader. Resten av kostnadene må dermed dekkes på andre måter. Et alternativ er at de residuale kostnadene veltes over på konsumentene gjennom tariffer. En uregulert monopolist vil kunne prise tjenestene sine alt for høyt for en optimal utnyttelse av monopolets nettinfrastruktur. Nettselskapene blir derfor regulert for å sikre at overføringsnettene utvikles, driftes og utnyttes på en effektiv måte.

Den store utfordringen med en slik regulert modell, er å finne reguleringsmekanismer som sørger for så effektiv drift som mulig, samtidig som monopolgevinstene nettselskapene kan ta minimeres. Dette er vanskelig fordi disse mekanismene fører til at nettselskapet har incitamenter som motstrider hverandre på henholdsvis kort og lang sikt (Kristiansen & Rosellón, 2006, s. 168). På lang sikt har selskapene incitamenter til å utvide overføringskapasiteten, mens på kort sikt gjør incitamentene om effektiv drift og lave tariffer at de ønsker mindre investeringer og knapphet på overføringskapasitet.

#### 4.1.1 Incentivregulering og direkte regulering

Det har blitt skrevet en del om incentiv-regulerende mekanismer som kan anvendes på naturlige monopol for å integrere prissignaler fra kraftmarkedet med nettinvesteringer (se Celebi (1997); Léautier (2000); Nasser (1997)). Et eksempel på denne typen regulering, er at nettselskapene blir regulert gjennom en prisreguleringsmekanisme (Kristiansen & Rosellón,



2006, s. 169). Dette kan være at nettselskapet blir pålagt et pristak eller tildelt en inntektsramme. Begge begrenser hvor mye nettselskapet kan tjene eller kreve for tjenesten de leverer, samtidig som det gir incitamenter til å effektivisere driften og redusere kostnadene. En ulempe er at nettselskapet kan forsømme vedlikeholdet av eksisterende nett og unnlate å investere i nytt nett for å holde kostnadene lave.

Det er ikke uten videre enkelt å sørge for at alle eksternaliteter internaliseres med incentiver. For å få nettselskapene til å ta hensyn til de negative effektene av incentivregulering kan den regulerende myndighet benytte seg av direkte regulering. Dette er eksplisitte krav eller forbud som nettselskapene er nødt til å overholde, som for eksempel krav til vedlikehold, leveringskvalitet og tilknytning av nye kunder. Problemet med direkte regulering er at regulator er avhengig av mye informasjon om hvert nettselskap for at det skal fungere optimalt.

Det beste vil være å kombinere de to måtene å regulere på. Incentivregulering vil gi nettselskapene incitamenter til å gjennomføre de mest effektive tiltakene for å etterleve kravene og forbudene fra direkte regulering samtidig som drift og vedlikehold og behov for investeringer ikke forsømmes.

#### **4.1.2 Todelt tariff og Ramsey-priser**

Med incentivregulering har nettselskapene behov for et rammeverk som sørger for inntektsdekning for de residuale kostnadene. De to vanligste måtene å gjøre dette på, er gjennom Ramsey-prising eller en todelt tariff bestående av en fast del og en variabel del (NVE, 2010a; Vogelsang, 2001). Ramsey-priser går ut på å differensiere prisene etter etterspørselselastisiteten til ulike kunder. Kundene med lavest priselastisitet blir stilt overfor de høyeste prisene. Dette innebærer at hver enkelt kunde står overfor de marginale kostnadene pluss et påslag som varierer med deres priselastisitet. En todelt tariff bestående av en fast og en variabel del innebærer at alle kundene står overfor de samme prisene. Den faste delen skal dekke nettselskapets faste kostnader, mens den variable delen skal dekke de løpende kostnadene knyttet til bruken av nettet. En kombinasjon av disse to kan også brukes, og brukes blant annet i Norge (NVE, 2010a). Tariffmodellen er todelt med en fast og en variabel del, samtidig som disse tariffene differensieres mellom lett identifiserbare kundegrupper, som fritidsbolig, husholdning og næring.

# 5 Kommersiell modell

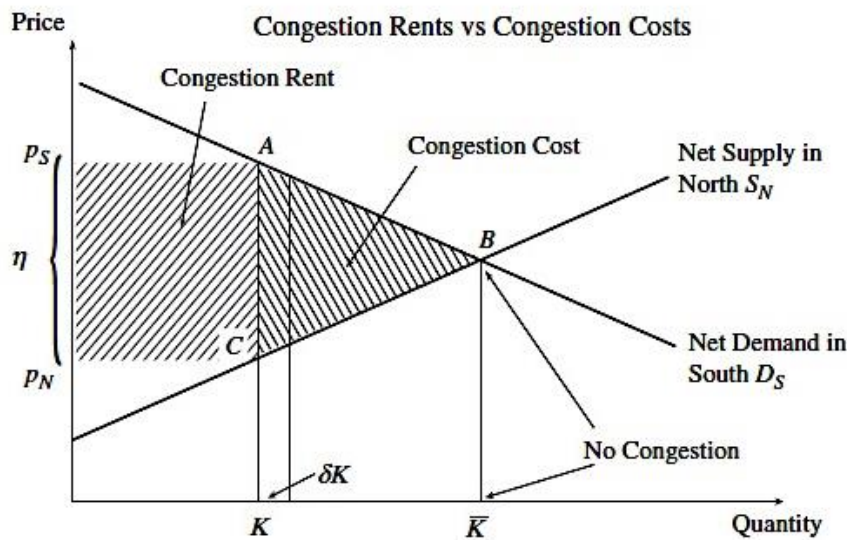
## 5.1 Enkel kommersiell modell

Alternativet til en modell med offentlig regulerte nettselskaper er en kommersiell investeringsmodell hvor uregulerte nettselskaper investerer i overføringsnett (se bl.a. Bushnell & Stoft, 1996, 1997; Chao & Peck, 1996; Hogan, 1992). Vi skal i første omgang analysere en slik modell under forutsetning av at det er fri konkurranse, fri etablering uten sunk costs, private eiendomsrettigheter med desentralisert styring og markedsstyrt nivå på nettinvesteringer, energipriser reflekterer kundens betalingsvillighet, eksternaliteter er internalisert i prisene, ikke-stokastiske nettbegrensninger, ingen markedsrett, markedet er alltid klarert av prisene, fullstendig sett av markeder, SO kan ikke påvirke overføringskapasiteter eller priser, og ikke økende skalaautbytte. Avkastningen på investeringen kommer fra at investorene får rettigheten på flaskehalsinntektene fra kapasiteten de har investert i, og disse skal igjen dekke kostnadene ved å bygge og drifte investeringen. Antagelsene i denne enkle kommersielle modellen er strenge. Under disse antagelsene innebærer modellen at enhver lønnsom investering også vil være effektiv.

### Eksempel

Bushnell og Stoft (1996, 1997); Chao og Peck (1996); Hogan (1992); Joskow og Tirole (2005); Wu, Varaiya, Spiller og Oren (1996) bruker ofte et teoretisk eksempel med kommersielle nettinvesteringer. Dette enkle eksempelet tar utgangspunkt i et to-node-overføringsnett som strekker seg fra Nord til Sør. I Sør er det lokalisert store konsumenter, som store byer eller energiintensive bedrifter. Disse konsumentene kjøper billig strøm fra Nord hvor mesteparten av produksjonen er lokalisert. Produksjonen i Sør er mye mer kostbar og blir kun utnyttet dersom etterspørselen etter energi i Sør er større enn kapasiteten på overføringsnettet. Denne kapasiteten er begrenset til mengde  $K$ . Tilbud og etterspørsel over nettforbindelsen mellom Nord og Sør er skissert i figur 4. Den knappe kapasiteten blir fordelt ved å sette de to nodeprisene,  $p_S$  og  $p_N$ , slik at markedene i Nord og Sør blir klarert. Prisforskjellen,  $\eta = p_S - p_N$ , er skyggeprisen av å utvide kapasiteten på nettet marginalt, området  $\eta K$  er flaskehalsinntektene og triangelet  $ABC$  er flaskehalskostnadene. Flaskehalskostnadene representerer kostnaden ved å bruke kostbar produksjon fra Sør istedenfor billig produksjon i Nord når kapasiteten i nettet begrenser hvor mye energi som kan overføres.

Figur 4: Flaskehalsinntekter og -kostnader ved økt overføringskapasitet



Kilde: (Joskow & Tirole, 2005, s. 240)

Anta så at man utvider kapasiteten på nettet med en marginal enhet tilsvarende  $\delta K$ . Denne utvidelsen gjør det mulig å overføre en marginal enhet energi ekstra fra Nord til Sør, og dermed erstatte kostbar produksjon i Sør til prisen  $p_S$  med billig produksjon i Nord til prisen  $p_N$ . Dette reduserer flaskehalskostnadene, og den samfunnsøkonomiske nytten av å utvide kapasiteten tilsvarende denne reduksjonen. Man antar at den som eier denne marginale enheten vil få rettighetene på flaskehalsinntektene fra denne kapasiteten. Disse flaskehalsinntektene tilsvarende skyggeprisen  $\eta$ . En kommersiell investor som ikke eier noe nett fra før, vil investere dersom prisen er større enn enhetskostnaden ved å bygge ut. Men for at en aktør som allerede eier nett skal investere i en marginal økning i nettkapasitet, må inntektene fra denne marginale enheten, hensyn tatt til hvordan inntektene fra den allerede investerte kapasiteten påvirkes, være større enn kostnaden ved å bygge den. Dette er fordi en sittende netteier må ta med i beregningen at flaskehalsinntektene fra den inframarginale kapasiteten reduseres ved en marginal økning i overføringskapasitet, og derfor må avkastningen av å øke kapasiteten marginalt også dekke dette inframarginale tapet for at det skal være lønnsomt.

Den kommersielle modellen har det fortrinn er at den lar konkurrerende kommersielle aktører styre investeringene i ny nettkapasitet og plasserer risikoen for budsjettoverskridelser og feilinvesteringer på investoren og ikke på forbrukeren. I tillegg unngår den problemer knyttet til feilregulering av monopoler. På den andre siden er denne kommersielle modellen avhengig av svært sterke antagelser for å være optimal.

## 5.2 Mer realistisk modell

Joskow og Tirole (2005) kritiserer antagelsene som blir gjort i den enkle modellen ovenfor, og mener de ikke representerer egenskapene til nettvirksomheten godt nok. Joskow og Tirole (2005) argumenterer med at netteiere ikke kan antas å være uavhengige institusjoner ansvarlige for å utføre systemoperatørens arbeid. De mener man trenger en modell som tar hensyn til at det er eksisterende nettselskaper som eier nettet, og forutsetter at SO og TO er to separate enheter. Grunnen til at denne modellen deler opp ansvaret for henholdsvis eierskap (TO) og kontroll (SO) av overføringsnettet, er motivert av tre grunner. For det første vil markedsdrevet nettverksinvesteringer føre til mange forskjellige eiere av overføringsnettet. En eller flere sittende netteiere vil tjene på at færrest mulig nye eiere kommer til, og kan tilpasse seg for å gjennomføre nettopp dette. For det andre vil netteiere stå overfor motstridende incitamenter dersom de også har systemkontroll over overføringsnettet. For det tredje er det vanlig at produksjon, salg og nettvirksomhet er vertikalt integrerte i samme bedrift. En uavhengig systemoperatør er derfor en måte å utelukke potensielle problemer som kan oppstå med felles eierskap og kontroll av alle disse leddene i energisystemet. De antar dessuten at nettet er organisert i et nodesystem, og at ved hver node er det en pris på energi som samtidig beskriver knappheter i systemet. Der det er store prisforskjeller mellom to noder, vil knappheten være stor, og følgelig vil flaskehalsinntektene også være store. Dette er det rammeverket som gir de beste signalene til kommersielle investorer om hvor det er mest behov for nye nettinvesteringer.

Før vi går videre kan det kan være nyttig å skille mellom økt kapasitet fra nettverksoppgraderinger og økt kapasitet fra nye nettinvesteringer. Oppgraderinger er investeringer som omfatter fysiske oppgraderinger og vedlikehold av eksisterende overføringsnett. Nye nettinvesteringer er investeringer i nytt overføringsnett, enten parallelt med eksisterende nett eller over nye strekninger. Nye investeringer er ikke knyttet til eksisterende nettverk annet enn i hver ende hvor de er koblet sammen med resten av nettet. Fra et effektivitetssynspunkt er det rimelig å anta at det er eieren av det eksisterende nettet som vil gjennomføre de mest effektive oppgraderingene, og som sørger for best drift og vedlikehold av dette nettet. Tredjeparts kommersielle aktører vil ha mindre kunnskap om det eksisterende nettet enn dem som eier det, og vil gjennomføre mindre effektive oppgraderinger enn det den eksisterende eieren ville gjort. Flere aktører som eier en andel kapasitet av den samme nettlinsen kan medføre svekkede incitamenter til å gjøre nødvendig vedlikehold og

oppgraderinger; flere aktører som er ansvarlige for det samme nettet, skaper med andre ord et moral hazard-problem. Nye nettinvesteringer har ikke de samme effektivitetsproblemene som nettverksoppgraderende investeringer selv om man tillater andre enn de eksisterende netteierne å konkurrere om å gjennomføre investeringer. Ifølge Joskow og Tirole (2005) er det usannsynlig at en kommersiell modell kan fungere effektivt for nettverksoppgraderende investeringer, og legger derfor til grunn at kommersielle investeringer kun vil være nettverksutvidende.

Joskow og Tirole (2005) ser på hvordan resultatene til den enkle kommersielle modellen påvirkes dersom man løser på de strenge antagelsene. De nevner fire egenskaper ved kraftmarkedet som bryter med de antagelsene som blir gjort i den enkle modellen, og som vil vri prisene bort fra optimale priser. Disse er markedsrett og markedsregulering, mangel på markeder, påvirkning fra TSO og stordriftsfordeler.

### **5.2.1 Markedsrett og markedsregulering**

Siden elektrisitet har de fysiske og økonomiske egenskapene det har utgjør nettvirksomheten geografiske monopol (Joskow, 2003). Dette gjør at det er utfordrende å få en kommersiell modell til å fungere godt. Først og fremst vil en kommersiell netteier ha kortsiktige incitamenter til å begrense kapasiteten på nettet fordi det vil øke prisforskjellene og gi høyere flaskehalsinntekter. For den andre vil økt knapphet på nettet reduserer konkurransen til produsentene i hvert område, noe som bidrar til å øke markedsmakten hos de sittende netteierne. Når profittmaksimerende kraftprodusenter får markedsrett, vil de sette prisen høyere enn marginalkostnad slik at markedsprisen ikke lenger reflekterer marginalkostnaden av produksjonen. På denne måten sender markedet feil signal til nye investorer, og nivået på nye nettinvesteringer vil ikke være optimalt.

Vi kan se på et eksempel tilsvarende det ovenfor. Vi antar at en strømprodusent i Sør har markedsrett, og det er begrenset nettkapasitet mellom Nord og Sør. Produsenten i Sør kan utøve markedsrett ved å holde tilbake produksjon, og dermed presse kraftprisen opp. I dette tilfellet er markedsprisen høyere enn marginalkostnaden av produksjon i Sør. Flaskehalsinntektene overestimerer den samfunnsøkonomiske kostnadsbesparelsen ved å erstatte en marginal produksjonsenhet i Sør med en i Nord, og markedet gir for sterke signal om å utvide kapasiteten mellom områdene. Det vil da bli overinvestert i kapasitet med en

kommersiell investeringsmodell. Dersom det er produsenten i Nord som har markedsmakt vil resultatet bli motsatt, og det vil bli underinvestert i overføringskapasitet.

Vi kan så se på et annet eksempel med samme modell. Vi antar at produksjonen i Sør blir regulert med et pristak for å redusere markedssvikten som oppstår når en produsent har markedsmakt. Dette vil på den ene siden begrense markedsmakten og bedre effektiviteten. På den andre siden kan pristaket begrense prissignalene som kommer dersom knappheten er så stor at de faktiske prisene ville vært høyere enn pristaket. Et lavt pristak i Sør vil redusere flaskehalsinntektene når knappheten er størst. Dette er de timene hvor nettselskapene får mesteparten av flaskehalsinntektene. Pristaket vil føre til at det blir gitt for svake investeringsincitament, og det vil bli underinvestert i overføringskapasitet med en kommersiell investeringsmodell.

### **Mulige løsninger**

Det er foreslått ulike løsninger på problemet med monopolmakt. Brunekreeft (2004, 2005) nevner blant annet at en konkret måte å løse dette på, er å kreve at investeringen må bestå en test hvor den blir målt opp mot andre fornuftige alternativer. Dette kan være en konsesjonsprosess hvor hvert prosjekt må godkjennes av regulator før det kan iverksettes. En annen mulighet er at investeringsprosjekter legges ut på anbud, og de som gjennomfører det til lavest kostnad, får tildelt prosjektet. En ulempe med disse løsningene er at det trekker i retning av mer sentralisert styring av markedet.

Andre fremgangsmåter tar utgangspunkt i at monopol først og fremst er et problem for AC-nett hvor kraftflyten er ukontrollerbar, og ikke i like stor grad for DC-nett hvor flyten kan kontrolleres (Brunekreeft, 2004). Dette er fordi flyten i et AC-nett følger minste motstands vei, slik at det ikke er mulig for to parallelle nettlinjler å konkurrere om å tilby kapasitet; de er strategiske komplementer. På den andre siden vil to parallelle DC-nettlinjer kunne konkurrere mot hverandre; de er substitutter.

## **5.2.2 Mangel på markeder**

### **Finansielle og fysiske markeder**

Nettinvesteringer er store og kostbare investeringer med lang ledetid og lang levetid. Dersom det er kommersielle aktører som investerer, er den eneste inntekten flaskehalsinntekter. Dette gir opphav til usikkerhet drevet av finansiell og politisk risiko (Joskow & Tirole, 2003). Siden

mesteparten av kostnadene knyttet til en nettinvestering kommer i begynnelsen av investeringens levetid, står investorene overfor stor, langsiktig finansiell risiko. For å kunne finansiere så store prosjekter, ønsker gjerne investorene å flytte risikoen over på andre aktører. Gitt at det finnes likvide finansielle markeder, er en måte for investorene å flytte risiko på, å inngå langsiktige finansielle avtaler. På denne måten er det mulig i stor grad å sikre seg mot denne risikoen (Brunekreeft, 2004). Finansiell sikring er ikke perfekt. Prisen på langsiktige finansielle kontrakter vil i stor grad reflektere de forventede flaskehalsinntektene. Dette gjør at inntektene til den kommersielle investoren ikke lenger er påvirket av volatiliteten i spotmarkedene, og de finansielle kontraktene fungerer som sikring mot fremtidige fluktueringer i kraftprisen siden de gir investoren en sikker inntekt på all kraftflyt gjennom kabelen over hele avtalelengden. Selv om det er mulig å oppnå full sikring mot volatilitet i kraftprisen, kan det være vanskeligere å oppnå full sikring mot volatilitet i volumet som overføres.

Tilsvarende som finansielle kontrakter er det også mulig å inngå fysiske kontrakter som sikrer faktisk overføring av avtalt mengde kraft. Men slike avtaler blir mindre og mindre vanlige etter hvert som det europeiske markedet integreres. Da flyter kraften alltid fra lavpris- til høyprisområdet, og blir ikke bestemt på forhånd. Med AC er det vanskelig å vite hvor stor del av kapasiteten på en overføringslinje som vil bli brukt, men gitt at det er nok etterspørsel, vil et DC-nett redusere denne risikoen siden kraftflyten kan kontrolleres.

## **Politikk**

En risikofaktor det er svært vanskelig eller umulig å sikre i et marked, er politisk risiko. Siden inntekter fra nettvirksomhet er svært avhengig av offentlige retningslinjer og reguleringer er det stor politisk risiko knyttet til nettverksinvesteringer. En ny nettløse er avhengig av å få tillatelse fra regulator for å kunne bli bygget. Og når den er ferdig bygget, har politiske og reguleringsmessige beslutninger som innføring av pristak, utforming av incitament og eventuell bygging av nye regulerede overføringsnett i nærheten, påvirkning på nettinvesteringens langsiktige avkastning (Joskow & Tirole, 2003). En løsning på dette kan være å gi nettinvesteringer langsiktig fritak fra offentlig regulering, inntil 15-20 år, for å gi investorene mer sikkerhet (Gans & King, 2003). Dette utelukker at fremtidige politiske og reguleringsmessige endringer påvirker den forventede avkastningen til investeringen.

## **Eksternaliteter**

Et annet viktig moment er spørsmålet om alle kostnader og all nytte fra nye nettinvesteringer er internalisert i inntektene en investor får. Effekten av nytt overføringsnett på eksisterende nett og systemansvaret har blitt diskutert i kapittel 3.2 og 3.3.1. Ny kapasitet vil påvirke forsyningssikkerheten. For det første vil det øke kapasiteten i nettet, og gi mulighet for økt import og eksport. Videre vil ny kapasitet med kontrollerbar flyt også påvirke prisfluktasjoner i energisystemet (Arrillaga, 1998; Gyugi, 1999). Dette er to av oppgavene til TSO, og TSO kan derfor kompensere investorer som bidrar til et mer sikkert og pålitelig energisystem. For det andre kan ny kapasitet føre til redusert pålitelighet dersom verdien av loop flow-effektene er negative. I dette tilfellet kan TSO kreve kompensasjon fra investoren. For at disse eksternalitetene skal bli tatt hensyn til, må verdien av de positive og negative eksterne effektene synliggjøres for investoren.

### **5.2.3 Påvirkning fra TSO**

#### **Reserver**

Siden elektrisitet må produseres og konsumeres på samme tid, må markedet for fysisk levering klareres i sanntid for å få en effektiv utnyttelse av kraften som produseres. I Norge finnes det flere typer markeder som er aktive tett opp til driftstimen som skal sørge for dette (kfr. kapittel 2). I tillegg finnes det balansemarkeder som avgjør hvilken balansekraft som skal aktiveres først. Alle disse reservene anskaffes gjennom markedsløsninger, og det er derfor ikke så mye rom for skjønnsmessig påvirkning fra TSO. På den andre siden er det TSO som, på forhånd velger hvor mye reserver det er behov for, og har slik sett en mulighet til å påvirke kraftprisen. Blir det handlet for lite balansekraft, vil kraftprisen i situasjoner med knapphet bli høyere en marginalkostnaden, og nodeprisene gir inntrykk av at det er sterkere behov for mer overføringskapasitet enn hva som er optimalt.

#### **Overføringsbegrensninger**

TSO bestemmer overføringsgrensene i nettet. Siden TSO også er netteier, kan TSO velge overføringsbegrensninger som gir større flaskehalser på egne kraftlinjer. Dette forfordeler TSO sine egne nettlinjer. Samtidig gir det sterkere incitamentet enn optimalt til å investere i økt kapasitet på de aktuelle strekningene.

De eksisterende analysene av kommersielle nettverksinvesteringer antar at en kapasitet er veldefinert og ikke-stokastisk. I praksis avhenger kapasiteten av eksogene parametere som vær

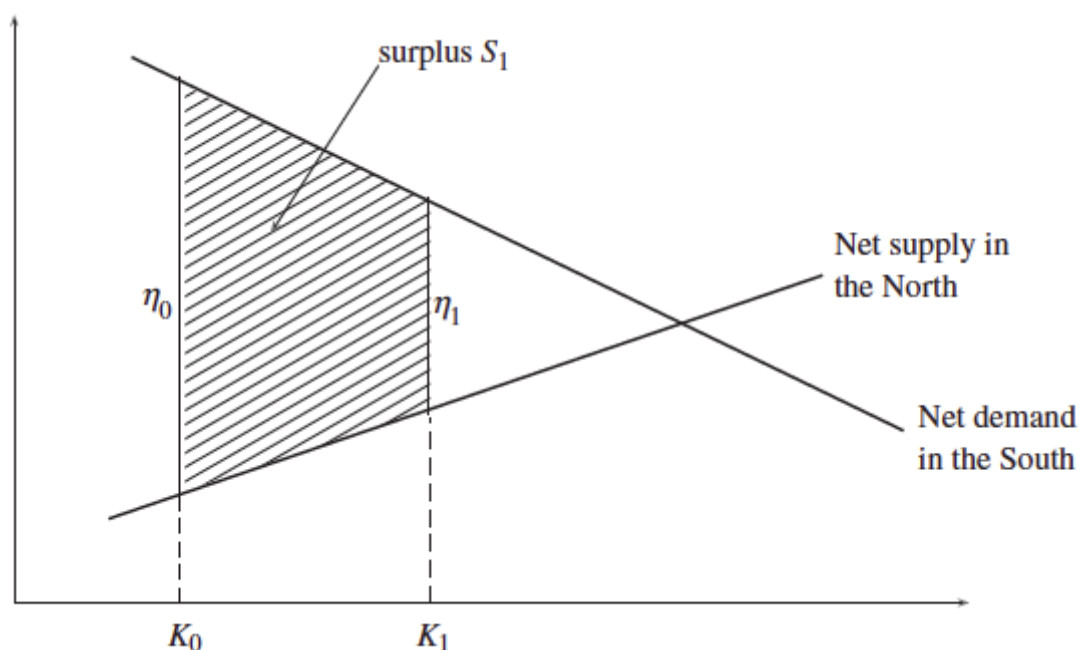


og temperatur, av TSO sin vurdering om hvor mye kapasitet som må være tilgjengelig for å håndtere uventede hendelser og, til slutt, vil også uventede brudd på nettet begrense kapasiteten. På samme måte som ved valg av reserver, kan TSO sine valg av overføringsgrenser påvirke kraftprisene ved hver node. Joskow og Tirole (2005) argumenterer for at TSO ikke er egnet for å bestemme disse grensene. Seperasjon av disse oppgavene vil føre til en mer objektiv fastsettelse av overføringsgrensene slik at TSO ikke har mulighet til å gi fordeler til egne nettlinjier. Samtidig skaper deling av ansvar et problem knyttet til moral hazard. Moral hazard reduserer ansvarsfølelsen hver av de ulike nettselskapene har for å sørge for høyest mulig utnyttelsesgrad av de eksisterende overføringslinjene. Dette kommer av at når de som eier overføringsnett, deler ansvaret for et sikkert nettsystem med dem som kontrollerer nettet, vil incitamentene til å få overføringsnettet til å fungere på best mulig måte være svekket siden avvik i overføringsnettet kan stamme fra både dårlig vedlikehold og dårlig styring. Jo flere aktører som deler dette ansvaret, desto større blir problemet.

#### 5.2.4 Stordriftsfordeler

Mesteparten av litteraturen som den kommersielle investeringsmodellen antar at nettinvesteringer ikke er karakterisert ved stordriftsfordeler. I virkeligheten er det annerledes. Nettinvesteringer er karakterisert med store faste kostnader og lave marginale kostnader. Dette medfører at oppgraderinger eller nyinvesteringer må være av en viss størrelse for å være lønnsom. Investeringene er sprangvise og ikke marginale, og de har stigende skalaутbytte. Det vil si at gjennomsnittskostnaden til en ny nettinvestering avtar etter hvert som kapasiteten øker, gitt alt annet likt (Baldick & Kahn, 1992; Pérez-Arriaga, Rubio, Puerta, Arceluz & Marin, 1995). Konsekvensen av stordriftsfordeler er illustrert i figur 5.  $K_0$  representerer det eksisterende kapasitetsnivået, mens  $K_1$  representerer det samfunnsøkonomiske effektive kapasitetsnivået. Dersom man antar at tilbuds- og etterspørselskurven representerer den faktiske marginalkostnaden til produsentene og den faktiske betalingsvilligheten til konsumentene, vil overskuddet som genereres ved å utvide kapasiteten fra  $K_0$  til  $K_1$  tilsvare det skyggebelagte området  $S_1$ . Verdien av flaskehalsinntektene tilsvarer området  $\eta_1(K_1 - K_0)$ , noe som er mindre enn overskuddet ( $S_1$ ) nettinvesteringen skaper. I følge Pérez-Arriaga et al. (1995) blir ikke mer enn maksimalt 30 % av kostnadene av å investere i økt kapasitet dekket av flaskehalsinntekter.

Figur 5: Avtagende gjennomsnittskostnad



Kilde: (Joskow & Tirole, 2005, s. 247)

Stordriftsfordelene ved nettinvesteringer gir likevel til en viss grad incitamenter til å tilpasse kapasiteten til prisene som oppstår etter investeringen er gjennomført. Dette fører til at det underinvesteres i overføringskapasitet. Det som er nødvendig for å skape de riktige incitamentene til å investere, er å tildele investoren hele det samfunnsøkonomiske overskuddet fra investeringen, ikke bare flaskehalsinntektene. For å kunne gjøre dette, må man ha god kunnskap om de faktiske tilbuds- og etterspørselskurvene, samt om kostnadene en ny nettløse påfører det eksisterende nettet.

### Strategisk spill og utelukkende investeringer

Utelukkende investeringer og strategisk spill mellom aktører er først et problem når det er mulig for en eksisterende aktør å gjennomføre investeringer som hindrer andre aktører i å komme inn på markedet, og dermed sikre at den første investoren opprettholder et monopol (Joskow & Tirole, 2005). Det kan skyldes knapphet på traseer å bygge i eller konkurrerende alternative investeringer.

Det siste kan illustreres med eksempelet med to områder, der et har importbegrensninger og høye energipriser og det andre har eksportbegrensninger og lave energipriser. For å bedre den anstrengte kraftsituasjonen, kan det investeres i kapasitet mellom områdene eller investeres i

produksjon i området med importbegrensninger. Dette er alternative investeringer. Dersom ledetiden for nettinvesteringen er mye lenger enn ledetiden til ny produksjon, har aktøren som investerer i produksjon en strategisk fordel. Han kan utnytte den kortere ledetiden til å ferdigstille investeringen i ny produksjon, og på denne måten fjerne inntektsgrunnlaget for nettinvesteringen, også selv om nettinvesteringen muligens var en mer samfunnsøkonomisk lønnsom investering. Med en kommersiell investeringsmodell er det derfor sannsynlig at man ender opp i en situasjon hvor investeringen som ferdigstilles først, utelukker den andre og skaper et monopol. Når noen først har fått monopol, lønner det seg å underinvestere i kapasitet relativt til optimalt nivå for å holde flaskehalsinntektene høye. Resultatet er at kapasiteten vil være lik monopolkapasiteten, eller eventuelt lik den kapasiteten som akkurat forhindrer andre aktører i å etablere seg i markedet. Men dersom etterspørselen er høy nok, vil det ikke være lønnsomt for de etablerte aktørene å forhindre andre aktører å etablere seg i markedet, og nivået på kapasiteten kan bli mer optimalt.

### **Mulige løsninger**

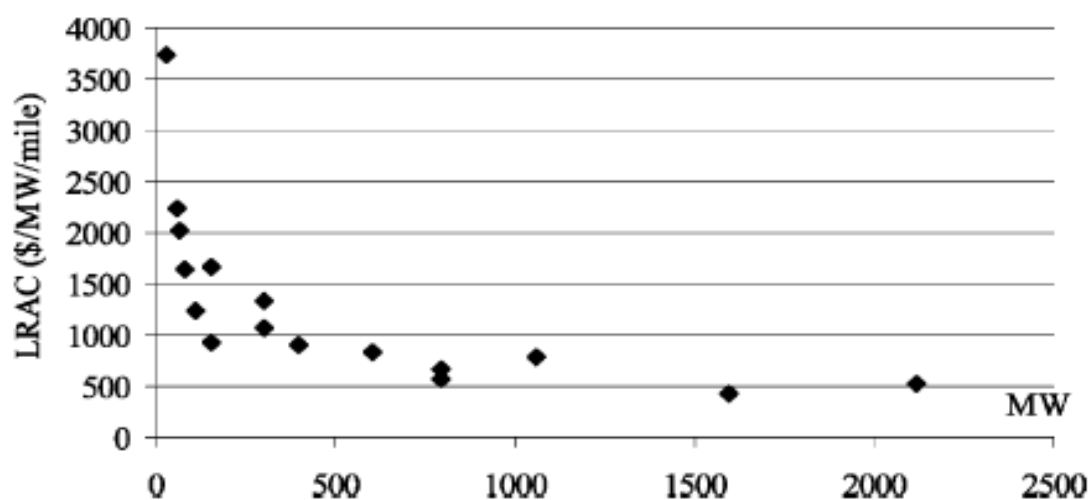
De to foregående avsnittene viser et generelt poeng. Kommersiell investering fører til at aktører med konkurrerende prosjekter, kan bruke strategier som utelukker eller fjerner inntektsgrunnlaget til de andre aktørene for å få monopol (Tirole, 1988). Disse skadelige strategiene kan unngås gjennom sentralisert styring som gir incitament til å skape forenlighet mellom konkurrerende investeringer. Ved å gjøre dette, beveger man seg samtidig bort fra et fritt marked og mer mot en sentralisert, regulert form for nettinvesteringer (Joskow & Tirole, 2005). Det kan argumenteres for at en investering som blir gjort mellom to områder, hvor markedene på hver side er relativt store i forhold til den optimale størrelsen på kapasiteten, vil kostnaden ved å forhindre nyetableringer i markedet være for høye, og det vil være mer lønnsomt å tillate nye investorer å etablere seg (Brunekreeft, 2004).

Et annet argument for at man finner en optimal løsning følger av Coase-teoremet. Coase-teoremet tilsier at under visse betingelser vil ulike markedsaktører som drar nytte av en investering, komme frem til en effektiv løsning gjennom forhandling (Coase, 1960). Det er fordi man antar at investorene ønsker å gjennomføre lønnsomme prosjekter, samtidig som andre aktører er villige til å betale for å unngå prosjekter med uønskede effekter som rammer dem. For at dette skal resultere i en effektiv allokering, må det være få eller ingen transaksjonskostnader, aktørene må ha lik informasjon, og eiendomsrettighetene må være definerte. I tillegg har kraftsystemet den egenskapen at det er ikke-ekskluderende siden alle

som er lokalisert innenfor samme område mottar den samme prisen. Dette gjør at aktører som har nytte av en nettinvestering, ikke har incitament til å bidra til å dekke kostnadene ved nettet. På grunn av dette er det lite sannsynlig at Coasianske forhandlinger vil løse disse problemene (Joskow & Tirole, 2005, s. 251-252).

Brunekreeft (2004) angriper problemet knyttet til stordriftsfordeler på en annen måte. Han antar at stordriftsfordelene ved investering i kapasitet avtar, som illustrert i figur 6, og er tilnærmet borte når kapasiteten overstiger 750 MW (kfr. Fuldner, 1996). Han argumenterer for at store overføringer blir gjort ved bruk av HVDC-teknologi, og siden HVDC-kabler ofte har kapasitet på over 750 MW, reduserer dette stordriftsproblemet betraktelig. Parail (2009, 2010a, 2010b) støtter disse antagelsene. Han har, ved å se på effektene fra mellomlandskabelen mellom Norge og Nederland på 700 MW (NorNed), funnet at kabelen har hatt liten påvirkning på prisene i de to markedene, og mesteparten av inntektene derfor tilfaller kabeleieren. Videre finner han at flaskehalsinntektene dekker inntil 90 % av kostnadene for en mellomlandskabel med samfunnsøkonomisk optimalt kapasitetsnivå, og at det kun er de siste 350 MW som ikke blir bygget på grunn av stordriftsfordeler. Dette støtter opp om teoriene til Brunekreeft (2004), og tilsier at det ikke er selvsagt at mellomlandskabler på størrelse med NorNed ikke kan tilbys på kommersielle vilkår. Videre svekker det de teoretiske argumentene som sier at overføringsnett overalt er et naturlig monopol, og at det er et stort skille mellom samfunnsøkonomisk og privatøkonomisk lønnsomt kapasitetsnivå.

Figur 6: Avtagende stordriftsfordeler



Kilde: (Brunekreeft, 2004, s. 275)

### 5.3 Er kommersielle investeringer mulig

Konklusjonen etter denne analysen er at de tilsynelatende attraktive egenskapene en kommersiell nettinvesteringsmodell har, blir svekket når de strenge antagelsene byttes ut med antagelser som gjengir egenskapene til overføringsnett og kraftmarkedet på en mer realistisk måte. Likevel er de nevnte ulempene med kommersielle nettinvesteringer, under noen omstendigheter, mindre problematiske. I prinsippet, kan en modell med regulerte nettselskaper håndtere problemer knyttet til stordriftsfordeler, markedsmakt, strategisk spill mellom aktører og stokastiske egenskaper ved nettinvesteringer på en bedre måte, samtidig som det ikke er nødvendig å skille eierskap og kontroll av nettet. På den andre siden, vil den regulerte modellen møte utfordringer med ineffektivitet knyttet til asymmetrisk informasjon og politiske forstyrrelser i planleggings- og investeringsprosesser, og vil gi svakere incitamenter enn en kommersiell investeringsmodell til å finne de mest lønnsomme investeringsmulighetene, drive mest mulig kostnadseffektivt og til å ta de beste avgjørelsene når en skal velge mellom å investere i ny produksjon eller mer nettkapasitet. Det er derfor en mulighet at det kan defineres et skille mellom nettinvesteringer hvor ulempene fra kommersiell modell er små eller ubetydelige, og hvor ulempene gjør seg gjeldende i større grad. På bakgrunn av dette skillet kan de to modellene kombineres for å oppnå mer effektiv investering og drift av overføringsnett.

### 5.4 Skille mellom regulerte og kommersielle investeringer

Skillet mellom kommersielle og regulerte investeringer kan oppsummeres i 4 punkt. (i) innvesteringen påvirker prisene i liten grad, (ii) investeringen er ikke i et masket nett, eller flyten er kontrollerbar, (iii) investeringen har kapasitet større enn 750 MW og (iv) det eksisterer gode prissignal.

Hogan (2003) og Brunekreeft (2004) argumenterer for at regulerte investeringer begrenses til de tilfellene hvor investeringen er for stor og de marginale inkrementene blir for store i forhold til det relevante markedet. En investering er «for stor» når investeringen påvirker prisene så mye at de forventede flaskehalsinntektene, eller ex post verdien av FTRer, ikke kan forsvare investeringen. De marginale inkrementene er «for store» når den eneste fornuftige måten å investere i optimal kapasitet på, er gjennom en stor investering. Med dette punktet utelukker man to problemer med kommersielle investeringer. For det første vil det ikke oppstå områder hvor netteiere har markedsmakt, og for det andre vil det ikke være lønnsomt for sittende

kommersielle netteiere å hindre nye aktører i å investere siden markedet er så stort i forhold til hver enkelt kapasitet. Brunekreeft (2004) argumenterer for at et annet skille kan være at kommersielle aktører kun kan investere i overføringsnett hvor flyten er kontrollerbar. Dette er i mange tilfeller det samme som å skille mellom investeringer i AC- og DC-nett, eller mellom masket nett og radielt nett. DC-nett har gode egenskaper som reduserer alvorlighetsgraden ved mange av de negative eksternalitetene som oppstår ved kommersielle investeringer. Det utelukker problemer knyttet til loop flow-effekter, det reduserer alvorlighetsgraden av problemer knyttet til markedsrett (DC-kabler konkurrerer i større grad enn AC-kabler om å transportere den samme kraften), og DC-nett blir som oftest brukt til å overføre store mengder kraft mellom store markeder. Vi har allerede nevnt fordelene med at markedet er relativt stort i forhold til størrelsen på nettkapasiteten. Videre vil overføringsnett med kapasitet over 750 MW gjøre at de langsiktige marginalkostnadene vil være så godt som konstante. Dermed vil de eksterne effektene fra stordriftsfordeler bli små. Til slutt er kommersielle investeringer avhengig av prissignal som reflekterer verdien av nettinvesteringen. Det innebærer at investeringen ikke har alt for mange eksterne effekter på det eksisterende nettet som ikke internaliseres av investoren, og at det er definert priser på hver side av investeringen. Definerte priser i hver ende av investeringen har man dersom nettet er bygget opp på nodepriser. Da vil det være en pris ved hver node i nettet. Alternativt, vil det også eksistere priser i hver ende dersom det investeres i overføringsnett mellom prisområder (selv om nettet ikke er bygget opp på nodepriser). De eksterne effektene på det eksisterende nettet er større når det investeres i masket nett enn om det investeres i radielt nett. I tillegg kan størrelsen på de eksterne effektene reduseres dersom det er mulig å kontrollere flyten på den nye investeringen (i hovedsak ved bruk av DC-kabler).

## 6 Kombinert modell

Hittil har vi sett på to måter å organisere nye nettinvesteringer på. Den første modellen var en regulert modell som baserer seg på todelt regulering av nettselskapene, direkte regulering og incentivregulering. Den andre modellen var en kommersiell modell som baserer seg på fri konkurranse mellom nettselskapene. Som nevnt er det ingen av disse som sørger for optimalt nivå på investeringer i overføringsnett på lang sikt. Hogan (2003) mener dette kan oppnås ved å kombinere kommersielle og regulerte investeringer, vel å merke så lenge det finnes et klart skille mellom regulerte og kommersielle investeringer, og han har senere foreslått et rammeverk for en slik modell (HRV-modellen) (Hogan, Rosellón & Vogelsang, 2010). HRV-modellen har blitt videreutviklet og anvendt på realistiske scenarier, og resultatene indikerer at en kombinasjon av kommersielle og regulerte investeringer er nærmere en optimal tilpasning enn hver av de to modellene alene (Rosellón & Weigt, 2007, 2011; Schill, Egerer & Rosellón, 2015).

### 6.1 HRV-modellen

Hogan et al. (2010) presenterer en modell for regulerte nettselskaper med pristagende produsenter og konsumenter, hvor det er mulig å kombinere regulerte og kommersielle investeringer. De ønsker å utnytte de beste egenskapene ved hver av de to investeringsmodellene, for å forene de motstridende incitamentene om å øke knappheten i overføringsnett på kort sikt, og å investere i mer overføringsnett på lang sikt. Dette gjøres ved at rammeverket for regulering av nettselskaper blir utformet slik at nettselskapenes inntekter er gitt av langsiktige finansielle transmisjonsrettigheter (LTFTTRer) og kommersielle netteiere tildeles LTFTTRer tilsvarende deres kapasitetsandel. På denne måten bygges det en bro mellom den regulerte og den kommersielle modellen.

#### 6.1.1 Den regulerte modellen

Nettselskapene eier og drifter det eksisterende overføringsnett. Inntektene til nettselskapene blir regulert ved bruk av et pristak og en todelt tariff (kfr. NVE, 2010a; Vogelsang, 2001). Den todelte tariffen har en fast og en variabel del. Nettselskapene får tildelt LTFTTRer som representerer kapasiteten på hver av nettselskapets overføringslinjer. Den variable tariffen tilsvarer inntektene nettselskapene får fra salg av LTFTTRene. Denne tariffen dekker kun deler av nettselskapets kostnader. Den faste tariffen er en lump sum-overføring som skal dekke

nettselskapets faste kostnader. Kraftmarkedet blir styrt av en SO, og prisen på LTFTREne er basert på de faktiske prisforskjellene i markedet. LTFTREr som blir solgt i markedet gir kjøperen rettigheten til å motta de tilhørende flaskehalsinntektene. Det gjør at den variable delen av tariffen ikke påvirkes av risiko fra volatiliteten i Elspot-markedet, men er likevel tett knyttet opp mot nodeprisene.

Oppgaven til regulator er å bestemme inntektstaket og størrelsen på vektene på prisene på nettutbygging mellom områdene. Disse vektene kan ta ulike former. Det ene alternativet er at de får verdier som ville gitt optimal tilpasning ved bruk av forrige periodes størrelser (Lasereys vektorer). Det andre alternativet er at vektene får verdier som gir forventet optimal tilpasning (ideelle vektorer). Resultatet av denne modellen viser at dersom en antar at kostnads- og etterspørselsfunksjoner med normale egenskaper (well-behaved) er stasjonære, vil nettkapasiteten til et profittmaksimerende nettselskap konvergere mot optimal kapasitet og prisene vil konvergere mot Ramsey-priser på lang sikt ved bruk av Lasereys vektorer. Med bruk av ideelle vektorer vil det føre til optimal tilpasning umiddelbart. Videre viser den at kostnadsfunksjonen til et nettselskap har normale økonomiske egenskaper i ulike situasjoner. Dette resultatet holder spesielt godt dersom topologien til alle nodene mellom dem er gitt, og det bare er mulig å endre på kapasiteten på overføringsnett.

### **6.1.2 Den Kommersielle Modellen**

Hogan et al. (2010) nevner at det neste steget i modellen er å introdusere kommersielle investeringer under det samme regulerte rammeverket. Det gjennomføres ved at det, i tillegg til de regulerte nettselskapene, er det fri etablering for nye kommersielle investeringer. Alle nye investeringer gjort av kommersielle aktører, blir belønnet med LTFTREr fra den uavhengige systemoperatøren. FTREne representerer eiendomsrettighetene aktøren har på det aktuelle overføringsnett, og disse selges i markedet for å finansiere investeringen. Hogan et al. (2010) trekker frem at åpne spørsmål knyttet til denne modellen kan være hvordan man praktisk karakterisere de ikke-kontinuerlige kostnadsfunksjonene, hvordan inkludere endringer i topologi eller hvordan adressere de globale i stedet for de lokale optimale egenskapene ved incitamentene. Dette er senere blitt belyst av Rosellón og Weigt (2007, 2011) og Schill et al. (2015).



### 6.1.3 Empirisk forskning

Rosellón og Weigt (2007, 2011) tester mekanismene i HRV-modellen for forskjellige nettverkstopologier. De analyserer egenskapene til den generelle kostnadsfunksjonen i overføringsnettene under forskjellige topologier. På grunn av at loop flows kan oppstå i et masket nettverk, er disse kostnadsfunksjonene veldig komplekse, ikke-lineære og ikke-kontinuerlige. Ved å teste økende, lineære og fallende utvidelsesfunksjoner for kraftlinjer i et nettverk, kan Rosellón og Weigt (2007, 2011) utlede egenskapene til den globale kostnadsfunksjonen når mengden FTRer i overføringsnettene økes. Resultatet indikerer at det høye antallet brudd på kostnadsfunksjonen som stammer fra loop flows avtar når kapasitetsutvidelser er knyttet til flytmønsteret på linjen når overføringsnettene blir utvidet (Rosellón & Weigt, 2007, 2011). Den logaritmiske globale kostnadsfunksjonen er ikke-lineær og ikke-kontinuerlig, slik at utredelsen av et globalt optimum er veldig vanskelig, men den kvadratiske globale kostnadsfunksjonen viser generell kontinuerlig oppførsel. De delvis lineære egenskapene til den globale kostnadsfunksjonen gjør det mulig å utrede et globalt optimum. Dette utnytter Rosellón og Weigt (2007, 2011) når de implementerer den regulerte modellen i et maksimeringsproblem med likevektsbetingelser (MPEC). Resultatet viser at nettselskapet utvider nettverket slik at kraftprisene utvikler seg i retningen av produsentenes marginalkostnad. Dette resultatet bekreftes også når MPEC tilnærmingen anvendes på et forenklet nettverk i Nordvest-Europa.

Schill et al. (2015) stiller spørsmål ved hvor realistiske resultatene til blant andre Hogan et al. (2010) og Rosellón og Weigt (2007, 2011) er, fordi de antar konstant produksjon og etterspørsel gjennom hele perioden som analyseres. Schill et al. (2015) har derfor laget en modell med realistisk etterspørsels- og produksjonsmønstre, og studert hvordan forskjellige tilnærminger til regulering av nettverksinvesteringer påvirker resultatene. De vurderer HRV-modellen, den regulerte modellen og den kommersielle modellen opp mot en velferdsmaksimerende modell som referanse i et forenklet vest-europeisk nettverk. I modellen inkluderer de timevis tidsoppløsning og fluktuerende produksjon for å gjøre den mer realistisk. Resultatene tilsier at HRV-modellen utvider kapasiteten i nettet, reduserer knappheter og øker den samfunnsøkonomiske velferden til et nivå mye nærmere det som antas å være sosialt optimum enn de andre modellene. I HRV-modellen konvergerer også prisene mot marginal produksjonskostnad i større grad enn ved bruk av de andre modellene. I tillegg er HRV-modellen veldig robust mot fluktueringer i produksjon og etterspørsel, og mot endringer i viktige parametere som investeringskostnader, produksjonskapasitet fra uregulerbar produksjon og diskonteringsrate. Disse resultatene støtter opp om resultatene til Rosellón og

Weigt (2007, 2011). I tillegg til å bekrefte resultatene til Rosellón og Weigt (2007, 2011), konkluderer Schill et al. (2015) at å inkludere mer realistisk produksjon og etterspørsel har viktige implikasjoner for modelleringen av nettverksinvesteringer, og for vurderingen av hvilke reguleringsmessig tilnærming som bør velges. Schill et al. (2015) finner at å benytte en forenklet modell uten realistisk produksjon og etterspørsel, vil endre resultatene vesentlig. En forenklet modell vil gi et bilde av at det er mye mindre behov for økt kapasitet i nettet. Dette kommer av at når man antar at etterspørsel og produksjon er konstant gjennom perioden, utelukker modellen alle toppene og bunnene som i virkeligheten genererer de største prisforskjellene og de største flaskehalsinntektene. Uten realistisk produksjon og etterspørsel er ikke HRV-modellen lenger den modellen som er nærmest den velferdsmaksimerende modellen.

## 7 Case 1 – nettinvestering mellom land

I den første casen skal vi se på en mellomlandskabel mellom Norge og Storbritannia. En av grunnene til å se på en sammenkobling mellom Norge og Storbritannia, er at disse to energisystemene komplimenterer hverandre godt og kan dra nytte av hverandres fortrinn. Sammensetning av produksjonen i det norske energisystemet er veldig forskjellig fra den britiske. I Norge kommer 95 prosent av kraftproduksjon fra vannkraft, og mye av dette er regulerbar vannkraft med magasiner (Bendiksen, 2014, s. 15). I Storbritannia derimot utgjør atom- og fossil kraft den største delen av produksjonen, men vindkraft blir en stadig større del. I dag utgjør vindkraft opp mot 18 % av den britiske produksjonen, og det er forventet at denne andelen skal øke til nærmere 34 % i 2030 (Department of Energy and Climate Change, 2012, s. 37). Regulerbar vannkraft kan raskt endre produksjonen nesten kostnadsfritt, og den har en unik evne til å flytte produksjon fra perioder med lavere etterspørsel til perioder med høyere etterspørsel ved å lagre vann i magasinene. Dette gir Norge betydelig mindre kortsiktig prisvariasjon enn i Storbritannia, hvor det er høye kostnader ved å regulere atomkraft, samtidig som store deler av den fossile produksjonen blir kontinuerlig byttet ut med mer uregulerbar og uforutsigbar sol- og vindkraft. Dette gjør at det er større kortsiktig prisvolatilitet i Storbritannia enn i Norge, med perioder med store prisdifferanser mellom kraftmarkedene i løpet av døgnet. Norges utfordring er å håndtere store årlige variasjoner i tilsig<sup>5</sup>, og at det fremover fortrinnsvis vil bygges ut mer uregulert kraftproduksjon. Sammen med et større kraftoverskudd og utfasing av fossil kraftproduksjon i de andre skandinaviske landene, øker dette den norske nytten av økt overføringskapasitet til Storbritannia. I denne delen vil jeg først beskrive Statnetts nettprosjekt mellom Norge og Storbritannia. Videre vil jeg drøfte sentrale momenter rundt hvordan en nettinvestering med tilsvarende egenskaper vil bli dersom det er kommersielle aktører som gjennomfører investeringen.

### 7.1 Statnetts mellomlandsprosjekt

Statnetts planlagte mellomlandskabel til Storbritannia er en regulert investering, og det er Statnett som har ansvaret for utbyggingen og driften fra norsk side. Beskrivelsen av prosjektet vil derfor basere seg på Statnetts konsesjonssøknad og lønnsomhetsberegninger (Statnett, 2013a, 2013b). Den planlagte mellomlandskabelen vil være en likestrømskabel (HVDC - High

---

<sup>5</sup> Tilsiget i norske vannmagasiner kan variere mellom 90 og 150 TWh årlig (Statnett, 2013b, s. 23)

Voltage Direct Current) med overføringsspenning på 525 kV og kapasitet på 1400 MW (Statnett, 2013b, s. 7). De største kostnadene er kapitalkostnadene, som forventes å bli på rundt NOK 6950 millioner (Statnett, 2013b, s. 16). I tillegg kommer kapitalkostnader knyttet til innenlandske nettførsterkninger. Statnett har estimert at alle nettopprustningskostnadene som kommer frem mot ferdigstillelse av to planlagte mellomlandskabler, én til Tyskland og én til Storbritannia, er på totalt 13,2 milliarder NOK (Statnett, 2013b, s. 75). Ifølge Statnett er det ikke alle innenlandske nettopprustninger en konsekvens av at det bygges nye mellomlandsforbindelser. Noen nettopprustninger er nødvendige og rasjonelle å bygge uavhengig av om en mellomlandskabel blir bygget eller ei, og Statnett inkluderer derfor ikke den fulle kostnaden med i kostnadsanalysen for mellomlandskablene. I andre tilfeller blir nettopprustninger entydig utløst eller oppskalert av mellomlandskabler. I disse tilfellene vil merkostnaden ved opprustningen, fratrullet den økte gevinsten, belastes mellomlandskablene. I det planlagte kabelprosjektet til Storbritannia er det kun 700 millioner av 13,2 milliarder som tilskrives mellomlandskabelen til Storbritannia (Statnett, 2013b, s. 74).

De årlige, løpende kostnadene er relativt små, og inkluderer drifts- og vedlikeholdskostnader, transittkostnader og systemdriftskostnader<sup>6</sup>. For dette prosjektet er disse estimert til å utgjøre til sammen NOK 180 millioner årlig (Statnett, 2013b, s. 75).

Tabell 1: Investeringskostnader ved mellomlandskabel

**Kostnader - Mill NOK**

<b>Engangskostnader</b>	
<b>Investeringskostnader i kabel og landanlegg</b>	6 950
<b>Investeringskostnad innenlandske nettførsterkninger</b>	700
<b>Løpende kostnader (årlige)</b>	
<b>Drift- og vedlikeholdskostnader</b>	25
<b>Transittkostnader</b>	30
<b>Systemdriftskostnader</b>	125

Kilde: (Statnett, 2013b)

<sup>6</sup> Transittkostnader er kostnader knyttet til transmisjon av energi. Under transmisjon går en andel av kraften som mates inn tapt. Dette tapet øker når lasten i nettet er høy. For forklaring av systemdriftskostnader se kapittel 2.

Inntektene fra kabelen kommer hovedsakelig fra flaskehalsinntekter, og er estimert til NOK 770 millioner årlig (Statnett, 2013b, s. 16). I tillegg til inntekter fra spothandel inkluderer Statnett muligheten til å delta i kapasitetsmarkeder og salg av balansekraft og reserver. Salg av reserver er estimert til å gi inntekter på omkring NOK 120 millioner årlig, og ved allokering av 300 MW av overføringskapasiteten til salg av balansetjenester er det estimert at dette kan gi inntekter på omkring NOK 50 millioner i årlig (Statnett, 2013b, s. 16). Statnett uttaler at dette er høyst usikre inntekter siden markedene for slike tjenester ikke er godt utviklet, og dagens balanseprodukter er vanskelige å sammenligne (Statnett, 2013b, s. 47). Det er derfor ventet samlet inntekt tilsvarende NOK 940 millioner fra flaskehals- og andre handelsinntekter.

En annen stor gevinst som Statnett tar med i beregningen, men som ikke er en inntekt for Statnett, er produsent- og konsumentoverskuddet. Dette overskuddet er estimert til NOK 630 millioner årlig (Statnett, 2013b, s. 16). Dette er et veldig usikkert estimat, og er avhengig av at utviklingen av kraftsystemene i Norge, Storbritannia og Europa for øvrig er som forventet (Statnett, 2013b, s. 25). Sentrale faktorer som påvirker usikkerheten, er blant annet størrelsen på det norske kraftoverskuddet, mengden på utvekslingskapasitet til utlandet, prisnivået på termisk brensel og CO<sub>2</sub>-kvoter, graden av forbrukerfleksibilitet og system og markedsmessige effekter av en stadig større andel fornybar kraft hos Norges handelspartnere.

Selv om ny overføringskapasitet gir Norge store flaskehalsinntekter, vil det også redusere flaskehalsinntektene fra de andre overføringsforbindelsene Norge har til andre land. Totalt har Statnett estimert dette til å utgjøre NOK 180 millioner årlig (Statnett, 2013b, s. 16).

Tabell 2: Inntekter fra mellomlandskabel

**Årlige inntekter - Mill NOK**

<b>Flaskehalsinntekter</b>	770
<b>Handel med reserver</b>	50
<b>Inntekter fra kapasitetsmekanismer</b>	120
<b>Produsent- og Konsumentoverskudd</b>	630
<b>Flaskehalsinntekter på øvrige forbindelser</b>	-180

Kilde: (Statnett, 2013b)

## 7.2 Kommersielt kabelprosjekt til Storbritannia

En kabelinvestering tilsvarende den som er beskrevet i kapittel 7.1 kunne i prinsippet også bli gjennomført av en kommersiell aktør. Jeg beskriver en slik kommersiell investering, og drøfter effektene fra norsk side, med unntak av faktorer som påvirker markedsprisen og prisdifferansen, og hvordan disse påvirker den kommersielle investeringen. Påvirkningen fra markedsprisen og prisdifferansen drøfter jeg generelt.

### Eierskapsmodell

Jeg legger til grunn at investeringen deles 50/50 mellom de to landene som blir knyttet sammen, og utformingen av den tilknyttede sidens investeringsmodell er uavhengig av den norske. I en kommersiell modell vil en uregulert kommersiell investor, alene eller sammen med flere, investere i mellomlandskapasitet. Videre antar jeg at en enkelt kommersiell aktør og et selskap hvor flere aktører har gått sammen opplever like markedssignal og tilpasser seg likt. Derfor skiller jeg ikke på dette i analysen. Jeg legger til grunn, i overensstemmelser med norske regler, at når kabelens kapasitet er fastsatt, har ikke netteier mulighet til å justere kapasiteten, og kapasiteten utnyttes optimalt i markedet uavhengig om det er TSO eller en kommersiell investor som eier og drifter den.

### Inntekter og kostnader

Videre legger jeg til grunn at inntektene for en kommersiell investor kommer hovedsakelig fra flaskehalsinntekter. I tillegg kan det komme noen inntekter fra salg av andre tjenester som kapasitet eller balanse. Investoren kan påvirke flaskehalsinntektene ved valg av kapasitet på kabelen. Som forklart i kapittel 3.1.1, vil investoren oppnå større prisdifferanse ved å velge lavere kapasitet, og lavere prisdifferanse ved å velge høyere kapasitet. De samlede kostnadene for en kommersiell investor er kapitalkostnader og årlige drifts- og vedlikeholdskostnader. Kapitalkostnader inkluderer kostnader knyttet til overføringskabel og landanlegg, samt tilknytning til sentralnettet. Drifts- og vedlikeholdskostnader inkluderer de årlige kostnadene på kabel og landanlegg, samt transittkostnader. Inntektene til den kommersielle investoren må være store nok til at de, i løpet av levetiden til mellomlandskabelen, vil dekke både de årlige løpende kostnadene og de faste kostnadene, samt gjøre opp for risikoen ved investeringen.

## 7.2.1 Kabelens påvirkning

### Påvirkning på eksisterende nett

Fra kapittel 3.2.2, vet vi at loop flows er en av de største eksternalitetene i et masket nett, og at denne nytten eller kostnaden i utgangspunktet ikke internaliseres av en kommersiell investor. Loop flow-effekter er kun et problem i et masket AC-nett. Derfor vil det ikke være relevant å diskutere slike effekter i dette tilfellet siden mellomlandskabelen er en DC-kabel og ikke en del av et masket nett. Problemstillingen som er relevant å diskutere, er hvorvidt den nye tilknytningen øker eller reduserer kostnadene i nettet forøvrig, og i hvilken grad disse kostnadene eller gevinstene skal tilskrives investoren eller TSO. En ny mellomlandskabel vil påvirke lasten i det innenlandske nettet, men med en DC-kabel er det mulig å kontrollere flyten slik at man kan unngå å overbelaste nettet. Dersom man vil utnytte hele overføringskapasiteten, vil det være nødvendig å oppgradere nettet for at det skal tåle lasten fra området der kabelen er tilkoblet.

Om kabelen øker eller reduserer lasten, avhenger av flere faktorer. Vil kabelen brukes til eksport eller import, har tilknytningsområdet kraftoverskudd eller kraftunderskudd, og er nettet sterkest nærmest tilkoblingen eller lengst unna? Siden kraftproduksjonen i Norge er spredt utover hele landet og det er relativt små og få flaskehalser i overføringsnettet, vil kraften som eksporteres over mellomlandskablene komme fra hele landet. Dermed påvirkes også kraftflyten i de nordlige delene av overføringsnettet og ikke bare rundt tilkoblingspunktet. Dersom det er nok ledig kapasitet i nettet til å håndtere den økte lasten, koster det ikke noe å bli knyttet til nettet.

I hvor stor grad en ny mellomlandskabel vil kreve forsterkninger i eksisterende nett, eller investeringer i nytt nett, er vanskelig å si, men dersom tilknytning av mellomlandskabelen entydig fører til opprustninger av nettet, er det i så fall et spørsmål om kostnaden skal bæres av den kommersielle investoren eller TSO. Et samfunnsøkonomisk optimalt signal til den kommersielle investoren, vil være at en forholdsmessig andel av oppgraderingskostnadene påføres kabelen, slik at disse blir hensyntatt når størrelsen på kabelen bestemmes. Men siden kabelen tilkobles det maskede transmisjonsnettet, er denne andelen av oppgraderingskostnadene vanskelig å fastsette. I Norge behandles transmisjonsnettet som et offentlig gode (Olje- og Energidepartementet, 2012). I henhold til norsk energilov og tilhørende forskrifter, er det da TSO sitt ansvar å finansiere nødvendige innenlandske

nettinvesteringer, og kostnadene fordeles på alle brukerne av nettet. Den kommersielle investoren pålegges dermed ikke, med dagens norske regelverk, hele denne kostnaden. Når innenlands nett må oppgraderes, vil den kommersielle investoren kun ta hensyn til kabelens kapital og driftskostnader og forventede tariff. Den kommersielle investoren har derfor sterkere incitamenter til å investere, noe som igjen gir økte krav til transmisjonskapasitet i det innenlandske nettet, og økte tilhørende investeringskostnader. I henhold til Statnetts beregninger utgjør ikke kostnadene fra investeringene i innenlands nett en relativt stor andel i forhold til de totale investeringskostnadene for kabelen (ca. 10 % i dette tilfellet). Det er derfor ikke åpenbart at dette vil påvirke kommersiell aktørs beslutninger i særlig grad.

### **Påvirkning på kraftmarkedet**

Med økt mellomlandskapasitet vil kraftmarkedene påvirkes gjennom endring i prisene. Prisene påvirkes på flere måter. Som forklart i kapittel 3.1.1, vil prisene i de to markedene konvergere; de norske prisene stige, mens de britiske vil synke. I hvilket omfang prisene endres, er avhengig av egenskapene til tilbudskurven i hvert marked (kfr. kapittel 2). I tillegg vil økt mellomlandskapasitet gi Norge mindre langsiktig prisvolatilitet over året, men økt kortsiktig prisvolatilitet (kfr. kapittel 3.2.1). Redusert langsiktig prisvolatilitet reduserer risikoen ved å investere. Siden den kommersielle aktøren må antas å være risikoavers, påvirkes han av denne risikoreduksjonen. Dette styrker den kommersielle aktørens incitamenter til å investere relativt til om kraftprisene ikke ble påvirket. På tross av sterkere incitamenter vil nødvendigvis ikke en kommersiell aktør investere i samfunnsøkonomisk optimal kapasitet siden risikoen ikke er helt eliminert.

For å vurdere effekten 1400 MW økt overføringskapasitet mellom Norge og Storbritannia har på kraftprisene, og dermed også på flaskehalsinntektene, har jeg lagt til grunn effektene NorNed<sup>7</sup> har hatt på det norske og nederlandske markedet. Nederland har normalt i gjennomsnitt høyere kraftpriser enn Norge, slik at Norge stort sett har vært netto eksportør siden kabelen ble satt i drift i 2008<sup>8</sup>. Kabelen har dermed ført til at prisene har konverget. De norske kraftprisene økte med 4,2 %, mens de nederlandske sank med 2,6 % etter at NorNed ble satt i drift (Parail, 2009, s. 16; 2010a).

---

<sup>7</sup> NorNed er en HVDC kabel mellom Norge og Nederland med kapasitet på 700 MW.

<sup>8</sup> Unntaket var i 2010 hvor det var en uvanlig tørr og kald vinter i Norge.



Med utgangspunkt i faktiske priser, produksjon og forbruk i hhv. Norge og Nederland, faktisk netto flyt over NorNed og priseffektene fra Parail (2009, 2010a) finner vi noe vi kan kalle en ”kvasielastisitet” ( $\varepsilon l_p$ ). Denne representerer faktisk netto flyt over kabelen ( $EX$ ) sin andel av gjennomsnittet av produksjon og forbruk ( $\overline{PF}$ ) relativt til den prosentvise prisendringen ( $\Delta p$ ), eller med andre ord, hvor mange prosent kabelens andel av gjennomsnittet av produksjon og forbruk endres dersom kraftprisen endres med 1 prosent. Dette kan skrives som

$$\varepsilon l_p^i = \frac{\frac{EX}{\overline{PF}^i}}{\Delta p^i}$$

hvor  $i = \text{Norge (N), Nederland (NE)}$ .

I perioden Parail (2009, 2010a) legger til grunn i sine beregninger, finner vi følgende gjennomsnittlige data for kraftpris, produksjon og forbruk i Norge og Nederland og netto flyt over NorNed.

Tabell 3: Netto eksport Norge-Storbritannia

<b>NorNed</b>	<b>Norge</b>	<b>Nederland</b>
<b>Netto eksport</b>	5,53 TWh	-5,53 TWh

Kilde: (Statnett, 2015a)

Tabell 4: Kraftpris, produksjon og forbruk – NorNed

	<b>Norge</b>	<b>Nederland</b>
<b>Kraftpris</b>	30,43 øre/kWh	44,84 øre/kWh
<b>Produksjon</b>	132,64 TWh	105,07 TWh
<b>Forbruk</b>	125,08 TWh	122,69 TWh
<b>Gj.snitt produksjon og forbruk</b>	128,86 TWh	113,88 TWh

Kilde: (CBS Statline, 2015; NordPool Spot, 2015; Statnett, 2015a).

Elastisiteten i Norge og Nederland blir da hhv.

$$\varepsilon l_p^N = \frac{\frac{5,53 \text{ TWh}}{\frac{132,64 \text{ TWh} + 125,08 \text{ TWh}}{2}}}{4,2 \%} = \frac{\frac{5,53 \text{ TWh}}{128,86 \text{ TWh}}}{4,2 \%} = \frac{2,74 \%}{4,2 \%} = 0,65$$

$$\varepsilon l_p^{NE} = \frac{\frac{5,53 \text{ TWh}}{\frac{105,07 \text{ TWh} + 122,69 \text{ TWh}}{2}}}{2,6 \%} = \frac{\frac{5,53 \text{ TWh}}{113,88 \text{ TWh}}}{2,6 \%} = \frac{3,10 \%}{2,6 \%} = 1,19$$

Siden forbruksmønster og produksjonssammensetning i Nederland og Storbritannia er relativt like, bestående av stor andel av termisk og fossil kraft, er det realistisk å tenke at påvirkningen fra en mellomlandskabel på den norske og britiske kraftprisen vil være relativt lik påvirkningen NorNed hadde på det norske og nederlandske markedet juster for markedsstørrelse (Parail, 2010b, s. 4). Vi legger derfor til grunn at vi kan bruke elastisitetene fra NorNed i Norge og Nederland for NorUK-kabelen. Bruker vi vider kraftpris, produksjon og forbruk i Norge og Storbritannia fra 2014, og antar nettoflyten over kabelen, kan vi finne priseffekten av 1400 MW ny kapasitet på kraftprisene i Norge og Storbritannia.

Tabell 5: Kraftpris, produksjon og forbruk – NorUK

<b>NorUK</b>	<b>Norge</b>	<b>Storbritannia</b>
<b>Kraftpris</b>	21,79 øre/kWh	39,55 øre/kWh
<b>Produksjon</b>	141,64 TWh	336,04 TWh
<b>Forbruk</b>	126,08 TWh	360,00 TWh
<b>Gj.snitt produksjon og forbruk</b>	133,86 TWh	348,02 TWh

Kilde: (APX Power UK, 2015; Department of Energy and Climate Change, 2015; NordPool Spot, 2015; Statnett, 2015a).

Det antatte flytmønsteret er basert på Statnetts estimer fra deres økonomiske analyse for hvor mye kraft som blir importert og eksportert over deres storbritannia-kabel, og forventet energitap og tid uten flyt<sup>9</sup>.

Tabell 6: 100 % eksport - NorUK

<b>NorUK-kabel</b>	
<b>Kapasitet</b>	1400 MW
<b>100 % eksport<sup>10</sup></b>	12,27 TWh

<sup>9</sup> Ved ramping og ved ingen prisdifferanse.

<sup>10</sup> Gjennomsnittlig antall timer per år er 8766.

Tabell 7: Netto eksport - NorUK

<b>NorUK</b>	<b>Norge</b>	<b>Storbritannia</b>
<b>Import</b>	1,96 TWh (15 %)	9,57 TWh (78 %)
<b>Eksport</b>	9,57 TWh (78 %)	1,96 TWh (16 %)
<b>Tap</b>	0,86 TWh (7 %)	
<b>Netto eksport</b>	7,61 TWh	-7,61 TWh

Kilde: (Statnett, 2013a, s. 33-34)

For å finne den norske og britiske kraftprisen etter kabelen er installert bruker vi formelen for priselastisitet,

$$\varepsilon_{\ell_p^j} = \frac{\frac{EX}{PF^j}}{\Delta p^j}$$

$$\Delta p^j = \frac{\frac{EX}{PF^j}}{\varepsilon_{\ell_p^j}}$$

og formelen for prosentvis endring i pris.

$$\Delta p = \frac{p_1^j - p_0^j}{p_0^j}$$

Ved å kombinere disse får vi

$$\frac{p_1^j - p_0^j}{p_0^j} = \frac{\frac{EX}{PF^j}}{\varepsilon_{\ell_p^j}}$$

$$p_1^j = p_0^j \left( 1 + \frac{\frac{EX}{PF^j}}{\varepsilon_{\ell_p^j}} \right)$$

hvor j = Norge (N), Storbritannia (UK). Vi setter inn dataene vi har for pris, gjennomsnitt av produksjon og forbruk og elastisitet, og får at priseffekten i Norge og Storbritannia blir

$$p_1^N = 21,79 \text{ øre/kWh} \left( 1 + \frac{7,61 \text{ TWh}}{133,86 \text{ TWh}} \cdot \frac{1}{0,65} \right) = 23,69 \text{ øre/kWh}$$

og

$$p_1^{UK} = 39,55 \text{ øre/kWh} \left( 1 + \frac{\frac{7,61 \text{ TWh}}{133,86 \text{ TWh}}}{1,19} \right) = 38,83 \text{ øre/kWh}$$

Med antagelsene som er gjort ovenfor, vil økt mellomlandskapasitet på 1400 MW føre til at den norske prisen øker med 9 % eller 1,9 øre/kWh, mens de britiske prisene synker med 2 % eller 0,72 øre/kWh. Effekten på den norske kraftprisen kan oppfattes som nokså stor. Dette kan skyldes flere grunner. Først og fremst er utregningene gjort på bakgrunn av gjennomsnittstall. Kraftprisen varierer time for time avhengig av tilbud og etterspørsel. Avhengig av om den faktiske prisdifferansen er høyere eller lavere enn gjennomsnittet mesteparten av tiden, kan effekten bli hhv. sterkere eller svakere. For det andre er det lagt til grunn at det norske markedet ses isolert. I perioder med flaskehalser innad i Norge kan effekten bli større, og i perioder hvor kraften flyter ubegrenset i hele Norden, kan effekten bli mindre. For det tredje er netto eksport en antagelse basert på forventet kraftflyt i år 2020 (ref. Statnett, 2013b) med flytende priser. Med høyere netto eksport enn antatt, vil effekten på den norske kraftprisen være sterkere, og motsatt dersom netto eksport er lavere.

### **Påvirkning på aktører**

Som nevnt i kapittel 3.1, vil ny overføringskapasitet til Storbritannia påvirke prisene. Det er dette som igjen påvirker aktørene i markedet. Som forklart, er det forventet at de gjennomsnittlige norske prisene vil stige, mens de gjennomsnittlige britiske prisene vil falle (kfr. kapittel 3.1.1). For Norge sin del fører dette til at produsentene får selge kraft til en høyere pris og produsentoverskuddet øker, mens konsumentene må kjøpe kraft til en høyere pris og konsumentoverskuddet reduseres. For TSO fører økt mellomlandskapasitet, som presisert i de to foregående underkapitlene, til nye krav til det innenlandske nettet og til systemdriften, men som vist i kapittel 3.3.1, er kabelens påvirkning på systemdriftskostnadene usikre. I tillegg påvirkes TSO gjennom at de ikke er kabelinvestor i en kommersiell modell, og slipper å betale kapital-, drifts- og vedlikeholdskostnader.

Det er ikke presisert hvilken type aktører den kommersielle investoren er. Avhengig av hvilken type aktør han er, vil incitamentene til å investere påvirkes. Legger vi til grunn at den kommersielle aktøren er en norsk produsent, vil det økte produsentoverskuddet gi investoren sterkere incitamenter til å investere. Dette kan være nokså sterke incitamenter siden kraftprisen vil fortsette å øke med økt kapasitet, og veier opp for inntektstapet fra reduserte

flaskehalsinntekter på inframarginal kapasitet. Dette kan føre til overinvestering og, gitt alt annet likt, vil kapasiteten være større enn den samfunnsøkonomiske optimale kapasiteten. Som følge vil de nevnte effektene på markedsaktørene bli enda sterkere. Dersom den kommersielle aktøren er en norsk konsument (for eksempel et stort, energiintensivt industriselskap), vil det reduserte konsumentoverskuddet gi en motsatt effekt. Siden en kabelinvestering vil redusere konsumentoverskuddet, er det rimelig å anta at konsumenter vil unngå å investere, og det fortrinnsvis er produsenter som vil være kommersielle investorer.

### **7.2.2 Markedsmakt**

For at markedsprisene skal gi optimale investeringssignaler, må verken kraftprodusentene, TSO eller nettinvestor kunne utøve markedspekt. Dette er fordi monopolmakt påvirker markedsprisene, som igjen gir sub-optimale investeringssignaler og vrir investorens valg bort fra den samfunnsøkonomisk optimale tilpasningen.

#### **Produsent med markedspekt**

I 1990 fikk Norge ny energilov som åpnet for å skille nettvirksomheten fra kraftproduksjon. Nettselskapene var fortsatt regulerte naturlige monopoler, men kraftproduksjonen ble konkurranseutsatt. Etter at de andre nordiske landene også liberaliserte sine energilover, ble kraftbørsen NordPool opprettet i 1996. Dette innebærer at Norge er en del av et felles nordisk kraftmarked med Sverige, Danmark og Finland, som igjen er integrert i det europeiske kraftmarkedet via mellomlandsforbindelser til Tyskland, Nederland, Estland, Polen og Russland. Dersom det ikke er flaskehalser mellom områdene, er det ingen prisforskjell, og alle produsenter konkurrerer på samme vilkår om de samme kundene. I tilfeller hvor det er overføringsbegrensinger mellom områdene, oppstår flaskehalser og konkurransen utenfra reduseres. Da kan dominerende kraftprodusenter få markedspekt og påvirke prisene.

Haug (2004) bruker konsentrasjonsrate<sup>11</sup> (CR) og Herfindahl-Hirschman indeksen<sup>12</sup> (HHI) til å måle henholdsvis markedsandeler og konsentrasjonsgraden i kraftmarkedet. De største kraftprodusentene i Norge er Statkraft, E-CO og Lyse (Haug, 2004). På landsbasis viser gjennomsnittlig verdi på CR1, CR3 og HHI hhv. 36 %, 48 % og 0,15 (Haug, 2004, s. 20). Dette indikerer at det nasjonale markedet for produksjon er betydelig konsentrert, men det er likevel ingen enkelt produsent som kontrollerer over 40 % av markedet. Dette resultatet gjelder både ved bruk av HHI, CR1 og CR3. Men forholdet mellom CR1 og CR3 viser at Statkraft er nokså alene om å være en stor dominerende produsent i det norske kraftmarkedet. Dersom vi isolerer NO1, NO2 og NO5<sup>13</sup> er resultatene tilnærmet like de nasjonale. Det norske markedet er altså moderat til meget sterkt konsentrert. De største investorene etter Statkraft, er ofte konsentrert innenfor mindre geografiske områder, hvilket betyr at konsentrasjonsmålene generelt gir høyere verdier for mindre, regionale markeder. Haug (2004) foretar også en analyse hvor han illustrerer produksjonstilpasningen for en ledende investor med markedspekt. Han finner at selv med simuleringer med markedsandel på kun 30 % er det muligheter for utnyttelse av markedspekt. Andresen og Eikeland (2010) og Steen (2003) finner at det som regel er god konkurranse mellom kraftprodusentene i det norske markedet, men på kort sikt, innenfor intradag, i timer med begrenset overføringskapasitet, er det produsenter som kan holde tilbake kapasitet og øke kraftprisene. Markedspekten er likevel kun stor nok til å øke kraftprisene opp til prisene i de omkringliggende prisområdene, og økningen i kraftprisen er veldig liten

---

<sup>11</sup> Konsentrasjonsrate er et mål på en eller flere aktørers andel av det totale markedet. CR1 representerer markedsandelen til den største aktøren og CR3 representerer markedsandelen til de tre største aktørene. CR1 over 40 % og CR3 over 60 % indikerer at det er fare for at aktører har markedspekt (Konkurransetilsynet, 1995).

<sup>12</sup> Herfindahl-Hirschman indeksen er et mål på markedspektkonsentrasjon. HHI kalkuleres ved å summere kvadratet av hver enkelt aktørs markedsandel. Amerikanske konkurransemyndigheter kategoriserer HHI mellom 0,1 og 0,18 som moderat markedspektkonsentrasjon, og verdier over og under dette er henholdsvis høy og lav markedspektkonsentrasjon (U.S. Department of Justice and the Federal Trade Commission, 2015, kap. 1.5).

<sup>13</sup> De tre prisområdene som i dag omfatter den sørlige delen av Norge, sør for Møre og Romsdal og Sør-Trøndelag.

(Andresen & Eikeland, 2010). Lernerindeksen<sup>14</sup> sier at markedsprisen bare er 1 % over marginalkostnad (Steen, 2003).

Selv om det er indikatorer som sier at kraftmarkedet er moderat til sterkt konsentrert og produsenter kan tidvis påvirke markedsprisen, er det i så liten grad at konsekvensene er små. Det er realistisk å tro at det ikke påvirker nettinvestorens investeringsbeslutning og valg av kapasitet i stor grad.

### **TSO med markedsrett**

I noen tilfeller mangler markeder som klarer produksjon og konsum. I slike tilfeller blir markeder og priser byttet ut med administrativ rasjonering fra TSO (Wilson, 2002). Valgene TSO tar under administrativ rasjonering, kan være subjektive og påvirke markedsprisene. I det norske kraftsystemet eksisterer det flere slike markeder (kfr. kapittel 2). Det er Elspot og Elbas som klarer produksjon og konsum inntil en time før levering, og primære, sekundære og tertiære reserver som aktiveres for å klare produksjon og konsum innenfor driftstimen. Alle disse reservene anskaffes gjennom markedsløsninger. TSO har derfor ikke noe handlingsrom til å påvirke prisene når det gjelder å velge hvilke reserver som skal aktiveres først. På den andre siden bestemmer TSO hvor mye reservekraft som skal kjøpes i utgangspunktet, og kan påvirke markedsprisen gjennom dette.

TSO administrerer også overføringsnett og fastsetter tilgjengelig overføringskapasitet på alle nettløner. Dette blir brukt som beskrænkning når kraftmarkedet skal klarer og kraftprisen determineres. TSO sine beslutninger kan derfor påvirke markedsprisen og føre til en sub-optimal allokering. Som eier av mellomlandskabel og systemansvarlig kan TSO sette overføringsgrenser slik at kraftprisen i kabelens prisområde blir så lav som mulig og gir større flaskehalsinntekter for TSO. Med en kommersiell modell vil ikke TSO ha egeninteresse av å påvirke flaskehalsinntektene og prissignalerne, og incitamentene til kommersiell investor vil bli mer korrekte.

---

<sup>14</sup> Lerner-indeksen er et mål på markedsrett, og kalkuleres ved å dividere differansen mellom markedspris og marginalkostnad på markedspris. Indeks lik 0 tilsvarer pris lik marginalkostnad og ingen markedsrett, mens indeks lik 1 tilsvarer stor markedsrett (Lerner, 1934).

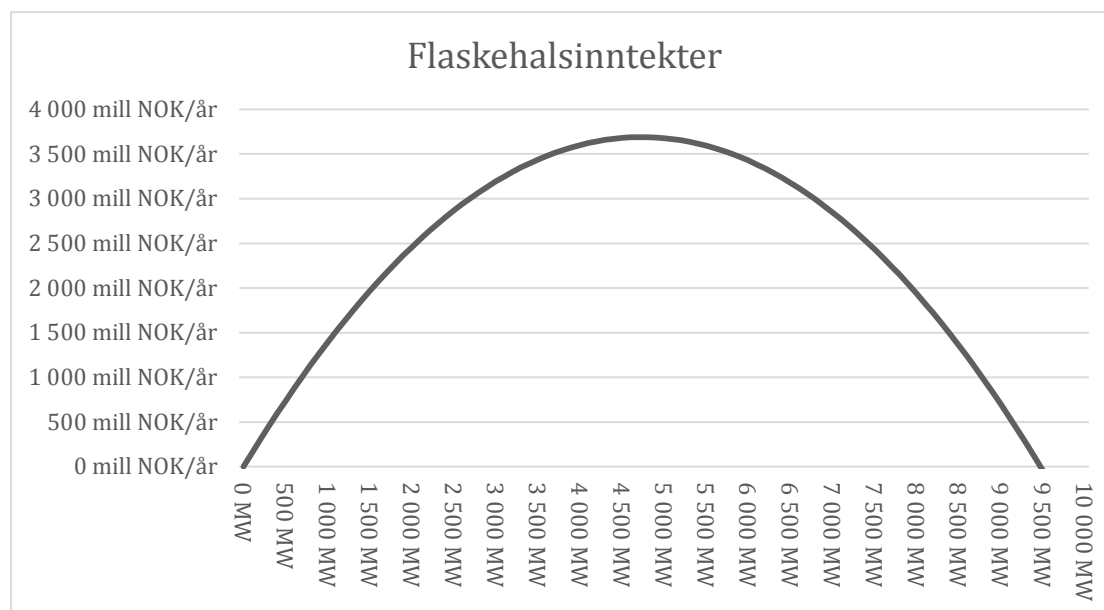
### **Nettinvestor med markedsrett**

For å se på mulighetene for at nettinvestor kan utøve markedsrett må man stille spørsmålet om det i det hele tatt er mulig. Nettverkskoder regulerer bruken av all kapasitet i nettet. Netteiere har derfor ikke mulighet til å påvirke flaskehalsinntektene eller ekskludere nye aktører ved å redusere eller øke tilbudt mengde kapasitet selv om de har markedsandel som skulle tilsi at de hadde monopolrett. Valg av kapasitet skjer dermed i tidspunktet for investeringsbeslutning. Er denne kapasiteten for liten for markedet, vil konkurrerende aktører komme på markedet og tilby mer. Det som kan forhindre at denne tilpasningen blir lik den samfunnsøkonomisk optimale, er at siden nettinvesteringer er kostbare og sprangvise, vil kapasitet tilbudt i markedet være mindre enn samfunnsøkonomisk optimal kapasitet. Men samtidig vet vi at denne egenskapen er mindre utslagsgivende når kapasiteten blir større enn 750 MW (kfr. kapittel 5.2.4).

Dersom det er mulig å utøve markedsrett, er det grunn til å tro at en kommersiell aktør tar med i beregningen at økt kapasitet vil redusere prisdifferansen, og dimensjonerer kapasiteten på kabelen deretter. Dette svekker den kommersielle aktørens incitamenter til å investere, og den kommersielle aktøren vil underinvestere relativt til hva som er samfunnsøkonomisk optimalt. Vil det lønne seg å underinvestere i kapasitet for å oppnå større prisdifferanse? Ved hjelp av elastisitetene som ble lagt til grunn for utregningen av priseffektene fra 1400 MW økt kapasitet mellom Norge og Storbritannia, kan vi regne ut priseffektene, og dermed flaskehalsinntektene, ved hvilken som helst økning i kapasitet. I tillegg til elastisitetene legger jeg til grunn de samme antagelsene om gjennomsnittlig forbruk og produksjon, kraftpris og netto eksport som med NorNed (kfr. kapittel 7.2.1). Deretter ser jeg hvordan flaskehalsinntektene utvikler seg når kapasiteten mellom landene økes stegvis, 100 MW av gangen. Dette gir en graf som beskriver utviklingen av flaskehalsinntektene med økt kapasitet.



Figur 7: Utvikling i flaskehalsinntekter med økende mellomlandskapasitet



Fra figur 7 ser vi at inntektene fra økt kapasitet er større enn inntektstapet fra lavere prisdifferanse på den inframarginale kapasiteten helt frem til overføringskapasiteten mellom Norge og Storbritannia er ca. 4700 MW<sup>15</sup>. Det vil si at en kommersiell investor ikke har incitamentene til å underinvestere i kapasitet for å holde prisdifferansen høy frem til dette nivået. Dette er uten å ta hensyn til kostnader knyttet til å utvide kapasiteten, så det sier ikke noe om hvor mye mellomlandskapasitet en ville fått i en kommersiell tilpasning, eller hva som er optimal kapasitet mellom landene. I tillegg ser vi at flaskehalsen forsvinner først når overføringskapasiteten mellom Norge og Storbritannia nærmer seg 10 000 MW.

### 7.2.3 Risiko

Investering i en ny mellomlandskabel er en tidkrevende prosess. Det er stor usikkerhet knyttet til lønnsomheten, hvor faktorer som lang ledetid, store investeringskostnader, lang levetid, fremtidig kraftpris og kraftflyt, samt politiske beslutninger påvirker risiko. Det er derfor viktig å kunne si noe om disse faktorene, og hvordan de utvikler seg i hvert av landene for å få et godt estimat på kraftprisen. Her trekkes påvirkningsfaktorene politiske beslutninger, økonomisk og industriell vekst og brenselspriser frem.

<sup>15</sup> Dette tilsvarer en mulighet til å eksportere 41,2 TWh i løpet av et år.

## Politiske beslutninger

Felles for både Norge og Storbritannia er at de blir påvirket av energireformer som vedtas i EU. Et eksempel er fornybardirektivet som blant annet inkluderer mål om reduksjon av drivhusgasser, at en økende del av energiforbruket skal være fornybar og mer energieffektivt (European Committee, 2009). For å klare dette, må energibruken effektiviseres og fossile energikilder må fases ut og erstattes med fornybare. Slike energi- og miljøvedtak påvirker hele kraftsystemet.

Norges fornybarandel består i 2013 av 66,8 % fornybar energi (SSB, 2015). Likevel er det vedtatt at fornybarandelen skal økes til 67,5 % innen 2020. For Norge og Norden sin del medfører dette rundt 35-40 TWh ny nordisk produksjon innen 2020. Mye av denne kommer på grunn av den norsk-svenske subsidieordningen som gir grønne sertifikater til ny fornybar produksjon. Frem mot 2030 vil den nordiske produksjonsveksten flate ut, men på grunn av utfasing av fossil produksjon vil investeringer i ny fornybar produksjon fortsatt vokse. Forbruket flater ut frem mot 2030, men underveis vil det komme nytt forbruk gjennom elektrifisering av petroleum-, varme- og samferdselssektoren.

Storbritannia har vedtatt at de skal oppnå en fornybarandel på 15 % innen 2020. Dette er en økning på 13,7 prosentpoeng fra 2005 (Department of Energy and Climate Change, 2013). Hvordan de skal nå dette målet, er spesifisert i en egen kraftmarkedsreform kalt EMR. EMR gir føringer som er særegne for Storbritannia. Det inkluderer blant annet et prisgultv på CO<sub>2</sub> i tillegg til EUs kvotemarked, en øvre grense for klimautslipp og subsidiering av fornybar energi. Denne fornybaromstillingen påvirker kraftprisene i Storbritannia, siden kraftsystemet hovedsakelig har vært basert på fossil produksjon. Storbritannia faser derfor ut kull og gass til fordel for fornybar produksjon. Fornybar kraftproduksjon vil mer enn dobles fra 25 GW i 2014 til 65 GW i 2035. Andel atomkraft er stabil frem til 2022, før det er ventet å stige jevnt på lang sikt. All kullproduksjon uten karbonfangst og -lagring vil fases ut innen midten av 2020-tallet. Etter det er gass ventet å øke for å erstatte kull.

Politiske føringer vil som illustrert, være forskjellige fra land til land, og kan påvirke energiprisene i forskjellige retninger. Unntaket er EU-regelverk som er felles for alle EU- og EØS-land. Et eksempel kan være at ny fornybar produksjon i Storbritannia mottar høye subsidier slik at den faktiske britiske markedsprisen blir mye lavere. I Norge derimot, får ikke ny produksjon de samme subsidiene og den norske markedsprisen faller ikke like mye. Dette gjør isåfall at prisdifferansen reduseres og at mellomlandskabelen blir mindre lønnsom.

### **Økonomisk og industriell vekst**

Den andre faktoren er fremtidig økonomisk og industriell vekst. Økonomisk vekst gir husholdningen økt kjøpekraft. De etterspør flere varer, blant annet mer kraft. Industrien vokser for å møte den økte etterspørselen, og etterspør også mer kraft. Økt etterspørsel etter kraft øker kraftprisene. Vokser økonomien i begge landene, vil kraftprisen påvirkes i samme retning. Økonomisk vekst kan derfor påvirke kraftprisene i de to landene både i samme retning og i motsatt retning av hverandre. Et eksempel på utfall med ulike politiske føringer er at lavkonjunkturen fortsetter frem til 2020 i hele Europa og fører til lavere forbruk og mindre utbygging av fornybar produksjon enn forventet. Lavere økonomiske og industriell vekst fører til at CO<sub>2</sub>-kvoteprisen forblir lav og marginalkostnadene til kull- og gasskraft holder seg lav. Prisene i begge land vil ha utviklet seg likt, og risikoen knyttet til investering i mellomlandskabel er uendret.

Et annet eksempel er at Europa generelt er ute av lavkonjunkturen, men i Norge har vedvarende lav oljepris ført til lav økonomisk vekst. I Storbritannia har forbruket økt og CO<sub>2</sub>-kvoteprisen er høyere på grunn av økt utslipp. Dette gjør at den britiske kraftprisen øker. I Norge derimot, har ikke etterspørselen økt like mye, og høy fornybarandel gjør at CO<sub>2</sub>-kvoteprisen ikke påvirker kraftprisene i like stor grad. De norske kraftprisene er derfor fortsatt lave og det er større prisdifferanse mellom markedene. Dette gjør en mellomlandskabel mer lønnsom, og risikoen ved å investere er blitt lavere.

### **Pris på alternative energikilder**

Som poengtert i kapittel 2, er det ofte fossil kraftproduksjon som klarer markedet. Dette gjør prisene på alternative energikilder, og først og fremst prisene på fossile brensler som olje, kull og gass, samt kvoteprisen på CO<sub>2</sub>, til viktige drivere for kraftprisen. Disse alternative brenslene handles på et verdensmarked med lik pris både for Norge og Storbritannia. Utviklingen av disse prisene påvirker derfor kraftprisen i begge markedene i samme retning. Et eksempel er utviklingen til CO<sub>2</sub>-kvoteprisen. I dag er denne veldig lav på grunn av de økonomiske nedgangstidene i Europa etter finanskrisen. Det er derfor knyttet usikkerhet til hvordan CO<sub>2</sub>-kvotemarkedet vil utvikle seg i fremtiden. Kvoteprisen kan øke frem mot 2020 og 2030 på grunn av økt produksjon og økte utslipp, men på den andre siden kan hele CO<sub>2</sub>-kvotemarkedet få en mindre fremtredende rolle. For fossil kraftproduksjon er dette en stor usikkerhet knyttet til fremtidig lønnsomhet, og følgelig usikkerhet knyttet til kraftprisen, men uavhengig av

hvordan CO<sub>2</sub> utvikle seg, vil ikke prisforskjellen mellom Norge og Storbritannia ha endret seg, og risikoen ved å investere er uendret.

Utviklingen til brenselprisene vil som sagt påvirke kraftprisene i de to landene i samme retning, men politiske vedtak og økonomisk vekst vil hovedsakelig være spesifikk for hvert av landene. På den andre siden vil et stadig sterkere integrert Europa, både på energisiden og på økonomiside, føre til at den økonomiske utviklingen og energipolitikken ikke vil være for forskjellig. Det er derfor vanskelig å konkludere med hvordan risikobildet ser ut for en kommersiell investor, om dette gir incitamentet til å over- eller underinvestere, og i tilfelle hvor sterke disse incitamentene er.

## 8 Case 2 – nettinvestering i kraftsystemet

I det andre caset skal vi se på en nettinvestering innad i det norske kraftsystemet. Et slikt eksempel er den konsesjonssøkte nettutbyggingen mellom Namsos, via Roan, Storheia og Snillfjord, til Trollheim. Denne nye nettstrekningen vil bli en del av sentralnettet og ligger i sin helhet innenfor prisområde NO4<sup>16</sup>. Når nettlinsen er ferdig bygget, vil den danne en ny ringforbindelse i sentralnettet i Midt-Norge. Det er to sterke argumenter for at denne sentralnettlinsen bør bygges. Det første er at det er gitt konsesjon til flere vindkraftprosjekter i området, med en samlet kapasitet på 1475 MW (Statnett, 2015b); i tillegg er det flere potensiell kraftprosjekter i området som ikke enda har fått konsesjon (NVE, 2015). Dersom all denne vindkraften bygges ut, vil det være behov for nettførsterkninger for å transportere kraften ut av Fosen/Snillfjord-området. Det andre argumentet er at hele prisområdet, i dag, er et kraftunderskuddsområde med begrenset importkapasitet i perioder med stor etterspørsel. En ny nord-sørgående sentralnettlinje vil øke kapasiteten til og fra området og bedre forsyningssikkerheten i anstrengte kraftsituasjoner.

Dette prosjektet skiller seg fra investeringer mellom land på den måten at det er få eller ingen prissignaler som signaliserer behovet for nettinvesteringer. Det er også en nettinvestering i et masket nettverk slik at eksternaliteter som hadde liten påvirkning på mellomlandsinvesteringen, påvirker denne investeringen i større grad.

Først vil jeg beskrive Statnett sitt nettprosjekt mellom Namsos, via Storheia og Snillfjord, til Trollheim. Videre vil jeg drøfte en tilsvarende kommersiell nettinvestering, og problemstillinger knyttet til dette i et masket nettverk.

### 8.1 Statnetts sentralnettprosjekt

Statnett har fått godkjent konsesjon for nettstrekningen mellom Namsos og Trollfjord. Beskrivelsen av prosjektet og tilhørende kostnader vil derfor baseres på Statnetts konsesjonssøknader og nettutviklingsplan (Statnett, 2007, 2009, 2010, 2015b). Nettlinsen i sin helhet vil, med unntak av en sjøkabel på 7 km under Trondheimsfjorden, gå i luftstrekk fra

---

<sup>16</sup> NO4 er prisområdet som omfatter Midt-Norge. Prisområdet er fastsatt av Statnett på bakgrunn av hvor det er langsiktige flaskehalser i kraftnettet.

Namsos og sørover via Roan-Storheia-Snillfjord og til Trollheim rett sørvest for Trondheim. Linjen vil ha vekselstrøm (HVAC – High Voltage Alternating Current) med spenning på 420 kV. Siden nettlinsen skaper en ringforbindelse, vil den være en del av et masket nett, og kapasiteten på linjen avhenger derfor av overføringsgrensene som TSO fastsetter på bakgrunn av situasjonen i hele kraftsystemet. Statnett får ingen direkte inntekter fra en denne nettforbindelsen (men den gjør at inntektsrammen øker, slik at kostnadene ved investeringen blir dekket). Investeringen er motivert av effekten den har på forsyningssikkerheten i området, og at den legger til rette for ny fornybar produksjon i Norge.

Det kan være at investeringene som kreves for å knytte produsenten til nettet, ikke nødvendigvis er den samfunnsøkonomisk rimeligste løsningen for å oppnå ønsket effekt. Selv om en tilknytning som nevnt her krever investeringer i nettet, og denne investeringen både bedrer forsyningssikkerheten og tilrettelegger for ny produksjon, kan det innenfor samme område være andre nettinvesteringer som er mer rasjonelle. I dette tilfellet går det en eksisterende sentralnettlinje i nord-sør retning et stykke innenfor Fosen- og Snillfjordområdet. Som et alternativ til å bygge ny sentralnettlinje via Fosen og Snillfjord, kan Statnett også oppnå bedret forsyningssikkerhet og redusere kraftunderskuddet ved å bygge en nettlinje parallelt med det eksisterende sentralnettet i nord-sør retning, men slik løsning vil ikke legge til rette for like omfattende vindkraftutbygging. I dette prosjektet har Statnett uttalt at det må bygges ut til sammen minst 1000 MW vindkraft på Fosen og i Snillfjord for at det skal være samfunnsøkonomisk rasjonelt å bygge sentralnett for å tilknytte vindmølleparkene (Statnett, 2015b; Vilnes, 2012). Statnett har besluttet å bygge nettlinsen i tre trinn, hvor hvert trinn utløses av investeringsbeslutninger fra vindkraftprodusentene og behov for import og eksport til og fra området.

Trinn 1 vil omfatte strekningen fra Namsos og sørover, via Roan, til Storheia. Denne nettlinsen vil legge til rette for utbygging av kraftproduksjon i området rundt Fosen og Åfjord, og utløses dersom det blir besluttet å bygge minst 600 MW vindkraft i området. Nettlinsen vil bli omkring 120 km lang og omfatte oppgradering av transformatorstasjon i Namsos og investering i nye transformatorstasjoner i Roan og Storheia. Kostnadene er estimert til å bli mellom 1 800 og 2 400 millioner NOK (Statnett, 2015b, s. 86). Kostnadene omfatter blant annet kapitalkostnader som ledning, master og transformatorstasjon, men også kostnader knyttet til avbøtende tiltak for å unngå unødig skade på terreng, miljø og dyreliv som følge av anlegget (Statnett, 2007; 2009, s. 26).

Trinn 2 vil omfatte strekningen fra Trollheim og nordover til Snillfjord. En ny nettløse her vil legge til rette for utbygging av ny kraftproduksjon i området rundt Snillfjord og forbedre forsyningssikkerheten til kraftkrevende industri og befolkning i området. Trinnet utløses dersom det blir besluttet å bygge minst 400 MW vindkraft i området. Nettløsen vil bli omkring 65 km lang og omfatte investering i nye transformatorstasjoner ved Trollheim og Snillfjord. Kostnadene er estimert til å bli mellom 1 600 og 2 300 millioner NOK (Statnett, 2015b, s. 86).

Trinn 3 vil omfatte den siste strekningen mellom Storheia og Snillfjord, og vil knytte trinn 1 og 2 sammen til en sammenhengende nord-sør forbindelse. Dette vil øke den gjennomgående transmisjonskapasiteten i hele NO4, og muliggjør økt eksport også fra områder nord for NO4. I tillegg bedres forsyningssikkerheten i hele området og det åpner for ytterligere investeringer i ny kraftproduksjon. Trinnet utløses dersom situasjonen i kraftsystemet tilsier at det er behov for en gjennomgående sentralnettløse i regionen. Nettløsen vil bli omkring 65 km lang, inkludert en 7 km lang sjøkabel under Trondheimsfjorden, og vil knytte sammen eksisterende transformatorstasjoner i Snillfjord og Storheia. Kostnadene er estimert til å bli mellom 1 900 og 2 700 millioner NOK (Statnett, 2015b, s. 86).

## **8.2 Kommersielt sentralnettløseprosjekt**

Dersom Statnett kommer frem til at det ikke er rasjonelt å investere i en sentralnettløse via Fosen og Snillfjord, reduseres muligheten for å bygge ut like mye vindkraft. Ønsker vindkraftprodusentene likevel å investere i like mye kapasitet som det ligger til rette for, er et alternativ at de investerer i et tilsvarende nettanlegg selv. Har vindkraftprodusentene sterke nok incitamenter til å bygge et nettanlegg som knytter produksjonen til resten av overføringsnettet tilsvarende de som Statnett har fått konsesjon på?

### **Eierskapsmodell**

Jeg legger til grunn at investeringen gjennomføres av én enkelt kommersiell aktør, og at denne aktøren også har ansvar for all drift og vedlikehold av nettanlegget, og eventuelle reinvesteringer når anleggets levetid er over. Videre legger jeg til grunn at den kommersielle aktøren dimensjonerer nettanlegget like stort som Statnetts nettanlegg (kfr. kapittel 8.1). Når nettanlegget er ferdigstilt, har aktøren ikke mulighet til å justere kapasiteten. Kapasiteten vil, i overensstemmelser med norske regler, bli disponert av TSO og utnyttet optimalt i kraftsystemet

til enhver tid. Det er også rimelig å anta at det kun er produsenter som har sterke nok incitamenter til å investere i et slikt kommersielt nettanlegg, og jeg drøfter derfor ikke andre aktørers incitamenter til å gjennomføre investeringen.

### **Inntekter og kostnader**

Videre legger jeg til grunn at inntektene for en kommersiell investor i hovedsak kommer fra at vedkommende som produsent får tilgang til kraftmarkedet, og får selge kraften sin. Tilfeller hvor det blir aktuelt for en produsent å investere i eget nettanlegg innad i et prisområde, er når nettselskapet ikke bygger nett som er nødvendig for produsenten, eller når produsenten uansett må dekke kostnaden ved anlegget selv om det eies og driftes av et nettselskap<sup>17</sup>.

De samlede kostnadene for en kommersiell aktør er kapitalkostnader og årlige drifts- og vedlikeholdskostnader. Kapitalkostnader inkluderer, som beskrevet i kapittel 8.1, kostnader knyttet til ledning, master, transformatorstasjon og avbøtende tiltak. Drifts- og vedlikeholdskostnader inkluderer de årlige kostnadene på ledning, master og transformatorer for å holde det i tilfredsstillende stand, samt energitap under transitt. De samlede inntektene fra salg av produsert kraft og eventuelle tariffier fra uttak må være store nok til at de, i løpet av nettanleggets levetid, både vil dekke aktørens årlige og faste kostnader, samt gjøre opp for risikoen ved investeringen.

### **8.2.1 Forsyningssikkerhet**

Midt-Norge er en region som har utfordringer knyttet til forsyningssikkerhet. Området har kraftunderskudd i normalår, og er avhengig av import fra Sverige eller andre deler av Norge i deler av året. Fra kapittel 8.1 fremgår det at bedret forsyningssikkerhet er en av den viktigste driveren bak Statnetts nettinvesteringer. Dette kan forklares med at ved utfall av kritiske produksjonsenheter eller nettanlegg inn til et område kan det oppstå situasjoner med energiknapphet, og Statnett blir nødt til å gjennomføre kostbare rasjoneringsiltak. For å unngå

---

<sup>17</sup> Når hovedfunksjonen til et regulert nettanlegg er knyttet til innmating av produksjon, kan nettselskapet klassifisere det som produksjonsrelatert og tariffere produsenten slik at vedkommende i løpet av nettanleggets levetid har dekket kapitalkostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader ved nettanlegget. Dette krever at mer enn 80 % av nettlinjens kapasitet blir beslaglagt av produksjon.



rasjonering under slike svært anstrengte kraftsituasjoner, kjøper Statnett energiopsjoner som kan innløses for å regulere ned forbruket. Eksempelvis vil innløsning av innkjøpte energiopsjoner i to uker koste Statnett omkring 234 millioner NOK (Statnett, 2014a). Alternativt kan Statnett gjennomføre nettførsterkninger som en langsiktig løsning på problemet. Som beskrevet, vil en sentralnettlinje mellom Namsos og Trollfjord bedre nord-sør kapasiteten og muliggjøre økt eksport og import til og fra området. I tillegg legger det til rette for ny produksjon i området som vil redusere kraftunderskuddet. Derfor kan bedret forsyningssikkerhet ha stor verdi i et slikt område. Når det er kraftprodusenten som investerer, vil utbedring av nettet ha en verdi for produsenten utover muligheten til å selge kraft, gjennom forbedret forsyningssikkerhet. Men denne verdien er marginal i forhold til den tilsvarende verdien for Statnett, og vil ikke være relevant for investeringsbeslutningen til produsenten (om da ikke investoren kompenseres for verdien av økt forsyningssikkerhet).

Som i case 1 vil ikke verdien av bedret forsyningssikkerhet påvirke beslutningen til den kommersielle aktøren, men i motsetning til det caset vil verdien i dette tilfellet være stor for andre aktører, og da fortrinnsvis Statnett, nettkundene og de andre nettselskapene i området. Dette kommer av at Norge har generelt et godt utviklet overføringsnett, og et samlet energioverskudd på 2,4 TWh i 2014 (SSB, 2015). Likevel er det regionale problemer knyttet til forsyningssikkerheten på grunn av for lite lokal produksjon eller for dårlig nett i området. Forsyningssikkerhet er derfor først og fremst et regionalt problem, og ikke et nasjonalt. I case 1 fører nettinvesteringen i hovedsak til økt eksport og et redusert nasjonalt kraftoverskudd, men bidrar i liten grad til å rette opp i lokale ubalanser. I case 2 legger nettinvesteringen til rette for økt produksjon i et område med kraftunderskudd og bedret kapasitet til og fra området. Dette påvirker forsyningssikkerheten i regionen i stor grad, men påvirker den nasjonale forsyningssikkerheten i mindre grad.

### **8.2.2 Loop flows**

Den aktuelle nettinvesteringen danner en ringforbindelse, og inngår dermed i det maskede nettet. Samtidig er strømmen i linjen vekselstrøm og ukontrollerbar. Derfor vil loop flow-effekter på eksisterende nettlinjer potensielt kunne påvirke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av prosjektet (kfr. kapittel 3.2.2). De eksterne effektene kan føre til at en nettinvestering kan være privatøkonomisk lønnsom men ikke samfunnsøkonomisk lønnsom, og motsatt. Dette er fordi de indirekte kostnadene ikke blir internalisert av den kommersielle

aktøren. Disse loop flow-effektene kan internaliseres ved bruk av FTR, men da kreves det at kraftsystemet er basert på nodeprising, og ikke soneprising som nå.

I motsetning til case 1, er loop flow-effektene viktige å inkludere i case 2. I case 1, hvor to kraftsystemer ble koblet sammen, kom den eneste store eksternaliteten fra at nettinvesteringen medførte økt samlet last i nettet. For å fjerne flaskehalser og utnytte mellomandskapasiteten fullt ut, var det nødvendig med investeringer i det eksisterende nettet. I case 2, dersom man antar at gitt mengde kraft produsert er den samme før og etter nettinvesteringen, vil flaskehalsene oppstå som følge av endret flytmønster og ikke økt samlet last i nettet. I dette tilfelle vil økt last på en nettløne bety redusert last på en annen. Gitt lineær fordeling av nettkundene kan det argumenteres for at netto verdi fra disse effektene vil være positiv. Ved noen noder øker knappheten og kraftprisen blir høyere, ved andre noder reduseres knappheten og kraftprisen blir lavere. Der nodeprisene reduseres får kundene som er tilknyttet økt sitt produsentoverskudd. Der nodeprisen reduseres får kundene redusert sitt produsentoverskudd. Netto er dette et nullsumspill. I tillegg fordeles eksisterende flyt på den nye nettlønen, og i tilfellene hvor flyten på en eksisterende løne påvirkes, men det ikke oppstår knapphet, vil ikke skyggeprisen påvirkes og følgelig ikke kraftprisen heller. Derfor er den positive effekten større enn den negative. I realiteten er dette avhengig av demografien rundt nodene som påvirkes. Det kan være mange kunder tilknyttet en node og få kunder tilknyttet en annen slik at effektene ikke utjevner hverandre. Likevel kan det tenkes at både en eventuell positiv eller negativ samlet effekt ikke utgjør en stor verdi i forhold til de samlede kostnadene for nettinvesteringen.

### 8.2.3 Prissignal

I utgangspunktet finnes det ikke priser som signaliserer knapphet i nettet innad en prissone selv om det eksisterer flaskehalser. I et slikt tilfelle er den eneste driveren produsenten har til å bygge nett, at han får selge kraften han produserer i markedet. Siden alternativet til å bygge tilknytningsnettet er null-alternativet - å ikke bygge hverken tilknytningsnett eller produksjonsanlegg - må inntektene fra salg av kraft være høye nok til å dekke kapital- og driftskostnader til både vindmølleparken og nettanlegget.

Alternativt kan det tenkes at det er mulig å skape prissignal som signaliserer behovet for mer kapasitet i nettet også innad i en prissone. Dette kan gjennomføres med nodepriser, eller at TSO fastsetter nodepriser mellom to noder i nettet hvor det er behov for investeringer. Ved

bruk av nodepriser i stedet for sonepriser er det mulig å synliggjøre behovet for økt kapasitet, og verdien av loop flow-effekter ved en eventuell nettinvestering. I case 1 er prisforskjellene og de resulterende flaskehalsinntektene det sterkeste incitamentet til å investere for den kommersielle aktøren. Samtidig er det også stor overføringsknapphet og store prisforskjeller mellom Norge og Storbritannia. Innad i det norske kraftmarkedet er prisforskjellene og flaskehalsene mye mindre, og på grunn av at nettinvesteringer gjennomføres sprangvis, kan det tenkes at en nettinvestering innad i det norske kraftsystemet vil være så stor at den fjerner flaskehalsen og prisforskjellene. Dette gjør at nodepriser vil gi mye svakere investeringsincitamenter til kommersielle aktører innad i det norske kraftsystemet enn de gjorde mellom det norske og britiske kraftsystemet.

Siden produsentens nettinvestering også vil påvirke forsyningssikkerheten og kapasiteten i resten av kraftsystemet, er et annet alternativ at nettinvestoren mottar en tilknytningsavgift som representerer TSO sin vurdering av nettanleggets verdi, herunder verdsettingen av økt forsyningssikkerhet og verdien fra påvirkningen på den eksisterende kraftflyten i nettet (altså et slags negativt anleggsbidrag). Dette vil være et mye sterkere investeringsincitament enn det en kunne oppnå gjennom nodepriser, siden produsenten får betalt for nettanlegget selv om kapasiteten er så stor at flaskehalsen er fjernet. Dette er rimelig siden nettanlegget har fjernet kostnadene som eksisterte når det var knapphet i nettet, både knyttet til flaskehalser i eksisterende nettlinjer og mellom områdene hvor den nye nettlinjen er bygget. I tillegg har investeringen en verdi knyttet til bedret forsyningssikkerhet (kfr. kapittel 8.2.3). På den andre siden vil det være vanskelig å beregne verdien fra disse eksterne effektene og de vil være basert på TSO sin subjektive vurdering.

En fordel når det er produsenten selv som investerer i nett, er at produsenten har full informasjon om lønnsomheten til vindparken, og kan derfor ta et bedre valg om nettinvesteringen er lønnsom, gitt at verdien av de eksterne effektene produsenten blir stilt overfor er korrekte.

Så lenge nettanlegget er en produksjonsradial uten uttak av kraft, vil det være en god løsning at kommersielle aktører som har nytte av nett bygger og drifter dette selv. Men siden nettvirksomhet er et naturlig monopol, og det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge konkurrerende nettlinjer, oppstår det et problem i øyeblikket det kobles til uttak på nettet. Nettkundene som kobles på nettet, vil bli tariffert av produsenten, og for at produsenten ikke

skal ha mulighet til å kreve monopolpriser for bruken, vil den kommersielle aktøren måtte bli underlagt regulering.

## 9 Konklusjon

I denne oppgaven har jeg foretatt en gjennomgang av relevant litteratur på området, og sett på hva litteraturen sier om kommersielle nettinvesteringer. Herunder har jeg sett på hvorvidt kommersielle investeringer kan bidra til å redusere flaksehalsen mellom markeder, og innad i markeder, for å øke den økonomiske velferden, skape et mer integrert kraftmarked i Europa og holde følge med nye krav til overføringsnett som følge av utviklingen i kraftproduksjon og forbruk.

De mest sentrale poengene i litteraturen kan sammenfattes i 4 momenter: (i) Siden nettvirksomhet har egenskaper som et naturlig monopol, har de blitt regulert for å sikre at overføringsnett utvikles, driftes og utnyttes på en effektiv måte. Utfordringer knyttet til regulering av nettvirksomheten har vært at incitamentene som gis gjennom regulering har vært motstridende på kort og lang sikt (kfr. kapittel 4.1). (ii) Alternativt til å regulere nettvirksomheten, kan det åpnes for at kommersielle aktører driver investeringene i nye overføringsnett. Med en kommersiell investeringsmodell unngår man ineffektiviteter grunnet motstridende regulering, men siden nettvirksomhet er et naturlig monopol vil kommersielle investeringer, i større eller mindre grad, føre til prisvridning bort fra optimale priser (kfr. kapittel 5.2). (iii) På en annen side, viser litteraturen at kommersielle investeringer i visse tilfeller ikke vil føre til prisvridninger av særlig betydning. På bakgrunn av dette er det mulig å lage et skille, basert på omstendigheter som har betydning for hvordan nettvirksomhetens egenskaper som naturlig monopol påvirker prissignalene. Dette skillet definerer hvor man oppnår en mer effektiv tilpasning dersom regulerte nettvirksomheter driver investeringene, og hvor man oppnår en mer effektiv tilpasning dersom kommersielle aktører driver nettinvesteringene. (iv) Hogan et al. (2010) og Schill et al. (2015) viser at ved å kombinere regulerte og kommersielle investeringer oppnår man en mer optimal allokering med økt kapasitet i nettet og redusert knapphet enn om man benytter kun en av de to andre investeringsmodellene.

I lys av dette har jeg sett på to case hvor jeg drøfter hvorvidt to forskjellige nettinvesteringer vil bli realisert dersom de blir gjennomført av kommersielle aktører. Disse to nettinvesteringene er ulike på grunnleggende vis, og er illustrerende for det skillet mellom kommersielle nettinvesteringer og regulerte nettinvesteringer som blir nevnt i litteraturen. Resultatet fra disse casene viser at det teoretiske skillet er en viktig indikator på om

kommersielle investeringer vil føre til en mer effektiv tilpasning. Case 1 er en investering i en mellomlandskabel mellom Norge og Storbritannia. Omstendighetene rundt denne investeringen har egenskaper som sammenfaller med de omstendighetene som litteraturen trekker frem som avgjørende for effektiviteten ved kommersielle investeringer (kfr. kapittel 5.4). Først og fremst finnes det gode prissignal som representerer verdien av kabelen. Derne­st påvirker investeringen prisene i de tilknyttede områdene relativt lite, slik at inntektene for det meste tilfaller investoren. Til slutt, er en mellomlandskabel en investering mellom kraftmarkeder og ikke en investering i et masket nett, slik at verdien av eventuelle eksterne effekter på det eksisterende nettet er relativt liten og uten alt for stor betydning for investeringen. Case 2 er en sentralnettinvestering innad i et prisområde. I dette tilfellet er omstendighetene noen helt andre enn i case 1. For det første er markedene i områdene som knyttes sammen relativt små i forhold til størrelsen på kapasiteten. For det andre er kapasiteten så stor at kraftprisene kan komme til å påvirkes mye, særlig i perioder hvor det ellers ville vært kapasitetsproblemer i nettet. For det tredje er prissignal som reflekterer kostnadene ved knapp overføringskapasitet fraværende, og selv om det er mulig å designe slike prissignal ved hjelp av nodepriser, er disse betydelig svakere enn i case 1. For det fjerde har nettinvesteringen i case 2 mye større eksterne effekter. Verdien av disse effektene er trolig også et bedre signal på den faktiske verdien av investeringen, og har stor betydning for investeringen. Et alternativt prissignal til kommersielle aktører er at denne verdien av de eksterne effektene tilkommer nettinvestoren, men disse verdien er vanskelig å beregne.

På bakgrunn av den eksisterende litteratur om kommersielle investeringer og resultatet fra de to casene i denne oppgaven, er det fullt mulig at kommersielle nettinvesteringer effektivt kan redusere flaskehalser mellom kraftmarkeder. Det er derimot en del som gjenstår før kommersielle investeringer vil være et effektivt alternativ til regulerte investeringer innad i prisområder eller mellom områder med mindre flaskehalser. Dersom kommersielle aktører effektivt skal investere i overføringsnett, også innad i prisområder eller mellom områder med mindre flaskehalser, må det gjøres mer arbeid for å finne metoder som gjør det mulig å synliggjøre for investorene verdien av de eksterne effektene fra nettinvesteringen. Dersom disse eksterne effektene er internalisert i prissignalene får aktører de rette incitamentene til å investere i optimal overføringskapasitet, også innad i de geografiske prisområdene.

# Litteraturliste

- Andresen, F. & Eikeland, E. K. B. (2010). Markedsmakt i det norske kraftmarkedet: en RSI-analyse av konkurransen i det norske kraftmarkedet.
- APX Power UK. (2015). *Spot*. Hentet 12.09 fra <https://www.apxgroup.com/trading-clearing/apx-power-uk/>
- Arrillaga, J. (1998). *High voltage direct current transmission*: Iet.
- Baldick, R. & Kahn, E. P. (1992). *Transmission planning in the era of integrated resource planning: A survey of recent cases*: Citeseer.
- Bendiksen, K. (2014). Det norske energisystemet mot 2030.
- Brunekreeft, G. (2004). Market-based investment in electricity transmission networks: controllable flow. *Utilities Policy*, 12(4), 269-281.
- Brunekreeft, G. (2005). Regulatory issues in merchant transmission investment. *Utilities Policy*, 13(2), 175-186. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.jup.2004.12.006>
- Bushnell, J. B. & Stoft, S. E. (1996). Electric grid investment under a contract network regime. *Journal of Regulatory Economics*, 10(1), 61-79.
- Bushnell, J. B. & Stoft, S. E. (1997). Improving private incentives for electric grid investment. *Resource and Energy Economics*, 19(1), 85-108.
- CBS Statline. (2015). *Electricity balance sheet: production and consumption*. Hentet 12.09 fra <http://statline.cbs.nl/Statweb/selection/?DM=SLEN&PA=00377ENG&LA=EN&VW=T>
- Celebi, M. (1997). *An Analysis of Incentives to Provide Line Capacity and Reliability in Deregulated Power Networks*: mimeo, Brattle Group.
- Chao, H.-P. & Peck, S. (1996). A market mechanism for electric power transmission. *Journal of regulatory economics*, 10(1), 25-59.
- Coase, R. H. (1960). Problem of social cost, the. *JL & econ.*, 3, 1.

- Department of Energy and Climate Change. (2012). *Updated Energy and Emission Projections 2012*.
- Department of Energy and Climate Change. (2013). *UK Renewable Energy Roadmap Update 2013*.
- Department of Energy and Climate Change. (2015). *Digest of United Kingdom Energy Statistics (DUKES)*.
- European Committee. (2009). Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/39: EC.
- Fuldner, A. H. (1996). *Upgrading transmission capacity for wholesale power trade* (Electric Power Monthly). Washington DC: DOE/EIA.
- Gans, J. & King, S. (2003). Access holidays for network infrastructure investment. *Agenda*, 10(2), 163-178.
- Gyugi, L. (1999). Power transmission control: basic theory; problems and needs; FACTS solutions. *IEEE Power and Energy Series*, 30, 1-1.
- Haug, T. E. (2004). *Eierkonsentrasjon og markedsmakt i det norske kraftmarkedet*: Statistisk sentralbyrå.
- Hogan, W. (1992). Contract networks for electric power transmission. *Journal of Regulatory Economics*, 4(3), 211-242. doi:10.1007/BF00133621
- Hogan, W. (2003). Transmission market design.
- Hogan, W., Rosellón, J. & Vogelsang, I. (2010). Toward a combined merchant-regulatory mechanism for electricity transmission expansion. *Journal of Regulatory Economics*, 38(2), 113-143. doi:10.1007/s11149-010-9123-2
- Joskow, P. (2003). *The Difficult Transition to Competitive Electricity Markets in the US*: Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research.
- Joskow, P. & Schmalensee, R. (1983). *Markets for Power*: MIT Press.



- Joskow, P. & Tirole, J. (2003). *Merchant transmission investment* (Working Paper).
- Joskow, P. & Tirole, J. (2005). Merchant transmission investment. *The Journal of industrial economics*, 53(2), 233-264.
- Konkurransetilsynet. (1995). *Retningslinjer for inngrep mot bedriftserverv*.
- Kristiansen, T. & Rosellón, J. (2006). A Merchant Mechanism for Electricity Transmission Expansion. *Journal of Regulatory Economics*, 29(2), 167-193. doi:10.1007/s11149-006-6034-3
- Léautier, T.-O. (2000). Regulation of an electric power transmission company. *The Energy Journal*, 61-92.
- Lerner, A. P. (1934). The concept of monopoly and the measurement of monopoly power. *The Review of Economic Studies*, 1(3), 157-175.
- Nasser, T.-O. (1997). *Imperfect markets for power: competition and residual regulation in the electricity industry*: Massachusetts Institute of Technology.
- NordPool Spot. (2015). *Elspot day-ahead*. Hentet 12.09 fra <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/>
- NVE. (2010a). *Gjennomgang av den samlede reguleringen*.
- NVE. (2010b). *Hva er forsyningssikkerhet?* Paper presentert på: Energidagene.
- NVE. (2014). *Reguleringsmodellen*. Hentet 03. oktober fra <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/Om-beregning-av-inntektsrammer/>
- NVE. (2015). NVE Vindkraftverk. Hentet fra <http://gis3.nve.no/link/?link=vindkraftverk>.
- Olje- og Energidepartementet. (2012). *Vi bygger Norge - Om utbygging av strømnettet (Meld.St. nr. 14 2011-2012)*. Oslo: Departementenes servicesenter. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/nb/dokumenter/meld-st-14-20112012/id673807/>

- Parail, V. (2009). Can merchant interconnectors deliver lower and more stable prices. *The Case of NorNed, University of Cambridge, Faculty of Economics*.
- Parail, V. (2010a). *The Economics of Interconnectors*. Paper presentert på Presentation at EPRG Spring Seminar, May 14th, Available at
- Parail, V. (2010b). Properties of Electricity Prices and the Drivers of Interconnector Revenue.
- Pérez-Arriaga, I. J., Rubio, F. J., Puerta, J., Arceluz, J. & Marin, J. (1995). Marginal pricing of transmission services: an analysis of cost recovery. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 10(1), 546-553.
- Rosellón, J. (2003). Different approaches towards electricity transmission expansion. *Review of network economics*, 2(3).
- Rosellón, J. & Weigt, H. (2007). *A combined merchant-regulatory mechanism for electricity transmission expansion in Europe*: Centro de Investigación y Docencia Económicas.
- Rosellón, J. & Weigt, H. (2011). A dynamic incentive mechanism for transmission expansion in electricity networks: Theory, modeling, and application. *The Energy Journal*, 32(1), 119-148. doi:10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol32-No1-5
- Schill, W.-P., Egerer, J. & Rosellón, J. (2015). Testing regulatory regimes for power transmission expansion with fluctuating demand and wind generation. *Journal of Regulatory Economics*, 47(1), 1-28. doi:10.1007/s11149-014-9260-0
- SSB. (2015). *Energiregnskap og energibalanse 2014*. Hentet fra <http://www.ssb.no>
- Statnett. (2007). *Namsos-Roan - Søknad om konsesjon, ekspropriasjonstillatelse og forhåndstiltredelse*.
- Statnett. (2009). *Roan-Storheia - Søknad om konsesjon, ekspropriasjonstillatelse og forhåndstiltredelse*.
- Statnett. (2010). *Storheia-Orkdal/Trollheim - Søknad om konsesjon, ekspropriasjonstillatelse og forhåndstiltredelse*.
- Statnett. (2013a). *Kabler til Tyskland og Storbritannia - Analyse av samfunnsøkonomisk nytte ved spothandel*. Oslo.

- Statnett. (2013b). *Søknad om konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling mellom Tyskland og Storbritannia*. Oslo.
- Statnett. (2014a). *SAKS 2014 - Gjennomgang av og behov for SAKS-tiltak*.
- Statnett. (2014b). *Systemansvaret*. Hentet 09. February fra <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Systemansvaret/>
- Statnett. (2015a). *Drift og marked*. Hentet 12.09 fra <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/>
- Statnett. (2015b). *Nettutviklingsplan 2015*.
- Steen, F. (2003). Do bottlenecks generate market power? An empirical study of the Norwegian electricity market.
- Tirole, J. (1988). *The theory of industrial organization*: MIT press.
- U.S. Department of Justice and the Federal Trade Commission. (2015). *Horizontal merger guidelines*. Hentet 12.09 fra <http://www.justice.gov/atr/table-contents>
- Vogelsang, I. (2001). Price regulation for independent transmission companies. *Journal of Regulatory Economics*, 20(2), 141-165.
- Wilson, R. (2002). Architecture of power markets. *Econometrica*, 70(4), 1299-1340.
- Wu, F., Varaiya, P., Spiller, P. & Oren, S. (1996). Folk theorems on transmission access: Proofs and counterexamples. *Journal of Regulatory Economics*, 10(1), 5-23.